

**Додаток 10**  
**до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України**

**ІНСТРУКЦІЯ**  
**ПРО ПОРЯДОК КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ**  
**ЕНЕРГІЇ**

**Київ 2013**

Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії (Інструкція) – це узгоджений документ, який визначає точки комерційного та технічного обліку електричної енергії, вимоги до засобів вимірювання електричної енергії та порядок їх експлуатації, процедури зняття показів лічильників і автоматизації комерційного обліку електричної енергії для забезпечення функціонування Оптового ринку електричної енергії України (ОРЕ).

(перший абзац із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

Інструкція є обов'язковою для виконання усіма Сторонами Договору та Операторами систем комерційного обліку.

Інструкція розповсюджується на всі засоби обліку електроенергії та визначення потужності, які застосовуються сторонами Договору між членами ОРЕ, в електроустановках, що діють та споруджуються.

Зацікавлені сторони Договору мають право доступу до засобів обліку вимірювальних комплексів і систем обліку на всіх електростанціях, підстанціях та підприємствах для контролю зчитування показів лічильників, в тому числі профілю навантаження, а також, якщо вони мають на це відповідні повноваження, для виконання інспекційних та регламентних робіт за участю персоналу цього енергооб'єкту.

(четвертий абзац із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

З введенням в дію даної Інструкції втрачає чинність попередня редакція Інструкції.

## 1. Терміни та визначення понять

(назва розділу у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) – автоматизована система обліку електричної енергії, що складається з засобів вимірювальної техніки, а також з устаткування збору, обробки, збереження та відображення інформації, засобів зв'язку та синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення комерційного обліку електричної енергії.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

Валідація – комплекс процедур з встановлення повноти, точності й достовірності даних вимірювань (обліку) електроенергії та визначення їхньої придатності для застосування відповідно до обраного практичного завдання.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Верифікація - комплекс процедур з перевірки, повноти, точності і достовірності даних вимірювань (обліку) електроенергії.

(термін у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Вимірювальний комплекс – сукупність обладнання та засобів обліку з'єднаних між собою по встановленій схемі для вимірювання та обліку електроенергії (трансформатори струму та напруги, їх вторинні кола, лічильники електроенергії, перетворювачі імпульсів) в точці обліку.

Витрати електроенергії на власні потреби електростанцій та підстанцій - споживання електроенергії струмоприймачами, які забезпечують необхідні умови функціонування електростанцій та підстанцій в технологічному процесі виробництва, передачі і розподілу електроенергії. (додаток 9).

Витрати електроенергії на господарські потреби електростанцій і підстанцій - споживання електроенергії допоміжними та непромисловими підрозділами, необхідне для обслуговування основного виробництва, але безпосередньо не зв'язане з технологічними процесами виробництва, передачі і розподілу електроенергії. (додаток 10).

Головний оператор Системи комерційного обліку ОРЕ (Головний оператор) - сторона, яка відповідає за функціонування Системи комерційного обліку ОРЕ, веде Реєстр автоматизованих Систем комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) та контролює порядок збору, обробки та видачі даних Системи комерційного обліку ОРЕ відповідно до Положення про Головного оператора Системи комерційного обліку ОРЕ.

(із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

Зацікавлена сторона – сторона для розрахунків з якою використовуються показання розрахункового комплексу електроенергії або приладу обліку.

Лічильники, що використовуються для технічного обліку, мають назву лічильників технічного обліку.

Лічильник, що враховує активну складову електроенергії, має назву - лічильник активної електроенергії.

Лічильник, що веде облік інтегрованої реактивної складової потужності за період часу, має назву - лічильник реактивної електроенергії.

Межа балансової належності – точка розподілу електричних мереж між двома суб'єктами підприємницької діяльності, що зафіксована в Акті розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.

Метрологічна служба - мережа підприємств, установ та організацій, окреме підприємство, установа, організація або окремий підрозділ, на який покладена відповідальність по забезпеченню єдності вимірювань.

Міждержавна лінія електропередачі - лінія, що з'єднує електричні мережі України з електричними мережами інших держав.

Необроблені дані – дані з ПБД за межами приладу обліку електроенергії, в якому вони були сформовані.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Нормативні документи по забезпеченню єдності вимірювань - міжнародні стандарти, державні стандарти, галузеві стандарти, правила, положення, інструкції, технічні вимоги, рекомендації та інші документи, що стосуються обліку електричної енергії.

Обліковий час ОРЕ - це єдиний на усій території України час, відповідно з яким визначається розрахунковий період.

Оператор автоматизованої системи комерційного обліку (Оператор) - Сторона, на ім'я якої зареєстрована автоматизована Система комерційного обліку у Головного оператора і яка несе відповідальність за її функціонування. Оператором є власник системи комерційного обліку або уповноважена ним сторона.

(із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

Параметр обліку - величина, яка характеризує режим перетікання електроенергії в точці обліку.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Параметризація лічильника (приладу обліку) – його налаштування у встановлений виробником спосіб.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Первинна база даних (ПБД) - база даних в приладі обліку електричної енергії.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Первинні дані обліку – це сукупність даних ПБД.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Перевірка засобів вимірювання - це визначення експлуатуючою організацією похибок засобів вимірювання та встановлення його придатності до застосування.

Період інтеграції - інтервал часу, за який фіксується значення реактивної енергії, активної та реактивної складової потужності.

Періодична повірка засобу вимірювання – повірка, що виконується протягом експлуатації засобів вимірювальної техніки (засобів вимірювань) через встановлений проміжок часу (міжповірочний інтервал).

Повірка засобів вимірювання – визначення похибок засобів вимірювальної техніки (засобів вимірювань) і встановлення їх придатності до застосування.

Повірочне тавро - це знак, який засвідчує позитивні результати повірки засобів вимірювальної техніки. Повірочне тавро наноситься на ЗВТ.

Позачергова повірка засобу вимірювання - повірка до строку його чергової періодичної повірки.

Покази лічильника – це результати вимірювань, зафіксовані лічильником, що в подальшому можуть бути виведені на показуючий пристрій (табло) або зчитані з лічильника через вбудовані в нього комунікаційні порти.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

Приєднана потужність в точці приєднання - сума номінальних потужностей генераторів, трансформаторів та (або) струмоприймачів електричної енергії, безпосередньо приєднаних до електричної мережі в точці приєднання.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

Реєстр автоматизованих систем комерційного обліку (Реєстр АСКОЕ) ринку електричної енергії - сукупність матеріалів та даних, організованих у базу даних, що містить реєстраційну інформацію про АСКОЕ, що зареєстровані в ОРЕ України, їх власників та Операторів.

(термін у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

Розрахунковий (комерційний) облік електроенергії – процес формування даних обліку електроенергії для забезпечення фінансових розрахунків на ринку електричної енергії відповідно до правил ОРЕ. Вимірювальні комплекси, дані з яких використовуються для розрахунків, мають назву розрахункових. Лічильники електроенергії, які входять до складу цих комплексів, мають назву розрахункових лічильників.

(термін із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

Розрахунковий період – період часу, за який в ринку електричної енергії проводиться визначення та розрахунок вартості обсягів купівлі-продажу електричної енергії (година, доба, місяць, квартал, рік).

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Система комерційного обліку (Система обліку) - сукупність вимірювальних комплексів встановлених на об'єкті та об'єднаних відповідним обладнанням збору, передачі та обробки даних локального, регіонального рівня для визначення точного обсягу виробленої, відпущеної, переданої, поставленої та спожитої електричної енергії з метою

забезпечення проведення розрахунків в Оптовому ринку електричної енергії.

Система комерційного обліку ОРЕ - сукупність зареєстрованих в ОРЕ України автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії, які інформаційно об'єднані з системою збору та обробки даних комерційного обліку електричної енергії Головного оператора, а також між собою з метою забезпечення комерційного обліку на ОРЕ України.

(термін у редакції постанови НКРЕ  
від 16.08.2012р. № 1047)

Тип вимірювального комплексу – умовний код, яким позначається вимірювальний комплекс, що встановлюється для вимірювання параметрів електроенергії в точках вимірювання із заданим рівнем величин приєднаної потужності та рівня напруги.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно  
з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

Точка вимірювання – точка електричної мережі, у якій вимірюється електрична енергія.

(розділ 1 доповнено новим терміном згідно  
з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Точка комерційного обліку – фізична точка електричної мережі або умовна точка до якої відносяться дані комерційного обліку електричної енергії.

(термін у редакції постанови  
НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

## 2. Загальні положення

2.1. Основною метою використання Систем обліку електроенергії є отримання достовірної інформації про обсяг виробництва, відпуску, передачі, постачання та споживання електроенергії та потужності в ОРЕ для вирішення наступних техніко-економічних завдань:

- 2.1.1. Здійснення комерційних розрахунків за електричну енергію і потужність між членами ОРЕ.
- 2.1.2. Керування режимами виробництва, відпуску, передачі, постачання та споживання електроенергії.
- 2.1.3. Визначення та прогнозування всіх складових балансу електроенергії.
- 2.1.4. Визначення вартості і собівартості виробництва, передачі та розподілу електроенергії.

2.2. Облік активної (реактивної) енергії та потужності в ОРЕ в точках комерційного обліку організовується власниками електроустановок відповідно до вимог Інструкції та здійснюється на межі балансової належності.

(пункт 2.2. із змінами, внесеними згідно  
з постановами НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, від 23.05.2013р. №625)

При технічній неможливості або економічній недоцільності встановлення засобів вимірювальної техніки на межі балансової належності, за взаємною домовленістю сторін, при погодженні з Головним оператором, комерційний облік здійснюється за іншими точками вимірювання. При цьому фактичні обсяги надходження електроенергії приводяться до межі балансової належності по методиці розробленій зацікавленими сторонами та погодженій Головним оператором.

(другий абзац пункту 2.2. із змінами, внесеними згідно  
з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

В разі відсутності домовленості між сторонами та Головним оператором щодо точок вимірювання, остаточне рішення приймається НКРЕ у встановленому порядку.

(третій абзац пункту 2.2. із змінами, внесеними згідно  
з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

Для цілей комерційного обліку в ОРЕ повинні використовуватися засоби вимірювальної техніки в точках вимірювання, що знаходяться електрично ближче до межі балансової належності.

(пункт 2.2. доповнено четвертим абзацом згідно з  
постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

Відповідальність за засоби вимірювальної техніки, а також за проведення вимірювань та забезпечення комерційного обліку несе власник електроустановки, на якій знаходяться зазначені точки вимірювання.

(пункт 2.2. доповнено п'ятим абзацом згідно з  
постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

2.3. Облік електроенергії здійснюється відповідно з періодом інтеграції, який визначається Правилами ОРЕ.

Системи обліку, їх Оператори та власники повинні бути зареєстровані у Головного оператора.

Весь обсяг активної та реактивної енергії, що передана та отримана Членами ОРЕ, повинен визначатися за допомогою Систем обліку, які встановлені, експлуатуються та обслуговуються, як це визначено в Інструкції.

2.4. Кожний Член ОРЕ повинен узгодити з Головним оператором і суміжними сторонами схеми та перелік точок комерційного обліку.

Кожен вимірювальний комплекс повинен мати Паспорт – протокол (додаток 1) та Протокол перевірки вторинних кіл вимірювальних трансформаторів. Копії Паспортів – протоколів та Протоколи перевірки вторинних кіл вимірювальних трансформаторів повинні складатись відповідним оператором і надаватись Головному оператору та

усім зацікавленим сторонам. Паспорти - протоколи повинні відновлюватись при заміні основного обладнання вимірювальних комплексів.

(абзац другий п.2.4. у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

Протоколи перевірки вторинних кіл вимірювальних трансформаторів відновлюються при перевірці навантаження ланцюгів трансформаторів струму та напруги, падіння напруги в ланцюгах трансформатора напруги у термін встановлений нормативними документами.

2.5. Автоматизовані системи комерційного обліку повинні відповідати вимогам нормативних документів. Засоби вимірювальної техніки мають відповідати вимогам, викладеним в додатку 3 цієї Інструкції.

(п.2.5. у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

2.6. Усі спори між Членами ринку або непорозуміння, що стосуються питань комерційного обліку електричної енергії, повинні вирішуватися відповідно до Договору та законодавства України.

2.7. У разі невідповідності стану комерційного обліку вимогам Інструкції та нормативних документів, відповідна сторона Договору повинна у термін узгоджений з Головним оператором привести стан комерційного обліку до вимог Інструкції та нормативних документів.

На період до приведення у відповідність до вимог Інструкції облік здійснюється за існуючою схемою.

Експлуатація систем обліку, які не відповідають вимогам Інструкції після закінчення узгодженого терміну, є порушенням Договору і тягне за собою відповідальність згідно чинного законодавства.

2.8. В кожній точці комерційного обліку рівня напруги 110 кВ та вище, для виконання верифікації встановлюються два лічильники (основний та дублюючий) однакового класу точності. До дублюючих лічильників ставляться однакові технічні та експлуатаційні вимоги, як і до основних.

2.9. В кожній точці комерційного обліку, де перетікання електроенергії можливо у двох напрямках, повинен бути забезпечений роздільний облік активної (реактивної) електроенергії у кожному напрямку.

На міждержавних лініях розрахунковими є лічильники на обох кінцях лінії. На інших лініях 110кВ та вище, що знаходяться на балансі декількох сторін, розрахунковими є лічильники на усіх кінцях лінії або за узгодженням сторін згідно п.2.2.

В якості розрахункових та дублюючих лічильників рекомендується використовувати багатofункціональні, електронні трьохелементні лічильники відповідного класу точності.

Два автоматизовані вимірювальні комплекси, які входять до складу АСКОВ суміжних суб'єктів і мають обладнання однакового класу точності вимірювання, які придатні до комерційних розрахунків та результат вимірювання яких можна привести один до одного, за погодженням суміжних сторін не потребують встановлення дублюючих лічильників.

(пункт 2.9. доповнено четвертим абзацом згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, у редакції постанови НКРЕ від 05.2013р. №625)

2.10. Якщо на приєднанні встановлені основні та дублюючі лічильники, то у разі виходу з ладу основного лічильника до його заміни розрахунковим стає дублюючий. Якщо відмовив лічильник (лічильники) на одному кінці лінії, за розрахункові беруться показання лічильника (лічильників) іншого кінця лінії з розрахунковим визначенням втрат.

2.11. Величина небалансу електроенергії по лінії не повинна перевищувати припустимої величини. Припустимий небаланс розраховується згідно Додатка 2. Якщо фактичний небаланс перевищує припустимий, Оператори відповідних сторін повинні протягом одного місяця з'ясувати причини небалансу і вжити заходи по його ліквідації.

2.12. При відключенні лінії електропередачі з однієї сторони, - в разі рахування лічильником електроенергії з іншої сторони, а також при підключенні лінії під охоронну напругу, дані показів лічильників (прийм, віддача) треба відносити до втрат електроенергії. Розподіл втрат електроенергії між суміжними сторонами проводиться згідно методики визначеної п.2.2.

2.13. При переході на живлення приєднання через обхідні вимикачі (ОВ) або шинороз'єднувальні вимикачі (ШРВ), Оператор повинен телефонограмою повідомити про це усім зацікавленим Сторонам, із зазначенням часу переходу на ОВ (ШРВ) та у встановленому порядку надати погодинні перетікання електроенергії через ОВ (ШРВ). При відновленні звичайної схеми живлення приєднання, телефонограмою повідомляється час переходу та показів лічильника на звичайну схему живлення, кінцеві покази лічильника ОВ (ШРВ) та початкові покази лічильника приєднання. Зазначена інформація повинна фіксуватися у відповідних журналах підстанцій.

(пункт 2.13. із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

2.14. Загальна кількість відпущеної та отриманої електричної енергії за місяць між суміжними за територіальною ознакою сторонами Договору підтверджується двосторонніми актами та надаються зазначеним підприємствам в термін відповідно до вимог "Інструкції про порядок здійснення розрахунків в Оптовому ринку електричної енергії".

2.15. Виробники, постачальники та енергопередавальні компанії, що працюють в ОПЕ повинні забезпечувати:

2.15.1. Подання Головному оператору даних у формі та у терміни, встановлені Правилами ринку.

2.15.2. Спільне з суміжною стороною Договору вживання заходів щодо оснащення Системи обліку згідно з вимогами Інструкції.

2.16. Метрологічне забезпечення засобів комерційного обліку електроенергії повинно здійснюватися органами Держстандарту та метрологічними підрозділами сторін Договору за належністю на основі нормативних документів.

2.17. Планові заміни та перевірки лічильників розрахункового обліку виконуються згідно з графіками. Графіки складаються Оператором, узгоджуються з зацікавленими сторонами та надсилаються зацікавленим сторонам. При виявленні відхилень параметрів приладів обліку від норм провадиться заміна приладів обліку. Роботи виконує відповідний Оператор у присутності представників всіх зацікавлених сторін, для чого надсилається виклик її представникам. При відсутності представників зацікавлених сторін протягом 2-х діб від подачі викликання представників, Оператор має право самостійно провести перевірку (заміну) лічильників з подальшим поданням протоколу, перевірки (заміни) зацікавленим сторонам. Лічильники пломбуються відповідними сторонами. За весь час проведення таких робіт необхідно обчислювати недовраховану електричну енергію, що була передана по приєднанню. Величина недорахованої електричної енергії оформляється відповідним актом з зазначенням часу початку і закінчення робіт та величини недорахованої електроенергії.

2.18. Вторинні ланцюги обліку електроенергії повинні відповідати вимогам нормативної документації. Їх періодична перевірка повинна проводитися не менше одного разу на 3 роки.

2.19. Відповідальність за збереження лічильників, пристроїв обліку та цілість пломб несе власник об'єкту, на якому вони встановлені.

2.20. На основі Інструкції при необхідності складаються місцеві інструкції, які конкретизують окремі її положення та при необхідності узгоджуються зацікавленими сторонами.

2.21. При переході на нові розрахункові точки обліку електроенергії між сторонами Договору необхідно:

2.21.1. Узгодити зміну точок обліку електроенергії з суміжними сторонами та Головним оператором.

2.21.2. Узгодити з Головним оператором типи лічильників, що мають бути встановлені в нових точках обліку, з урахуванням підключення їх в автоматизовану систему контролю та обліку електроенергії.

2.21.3. Провести аналіз стану вторинних ланцюгів обліку, розробити заходи та привести дані ланцюги у відповідність до вимог нормативно-технічної документації.

2.21.4. На всі точки обліку електроенергії розробити та надати Головному оператору та суміжним сторонам паспорти-протоколи.

2.21.5. Внести відповідні зміни до Договору на купівлю-продаж електроенергії з ДП "Енергоринок".

2.21.6. Скласти разом з суміжними сторонами та подати Головному оператору акт переведення лічильника в розрахункові.

2.21.7. До виконання робіт, указаних в пп. 2.21.1. - 2.21.6, розрахунки виконуються за існуючою схемою обліку.

2.22. Для розрахунків обсягів купівлі-продажу електроенергії в ОРЕ суб'єктами ОРЕ та Головним оператором повинні використовуватись дані АСКОЕ суб'єктів ОРЕ.

(розділ 2 доповнено пунктом 2.22. згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

2.23. Допускається на об'єкті власника встановлення обладнання (складові) АСКОЕ, що належить суміжному суб'єкту господарювання. Обладнання, що встановлюється, повинно відповідати вимогам діючих нормативних документів. Експлуатація й технічне обслуговування даного обладнання повинно регулюватися відповідним договором.

(розділ 2 доповнено пунктом 2.23. згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

2.24. Для комерційних розрахунків мають використовуватись дані з засобів комерційного обліку та АСКОЕ власника об'єкту, що відповідають вимогам діючих нормативних документів. Дані з засобів обліку суміжного суб'єкта господарювання можуть бути використані для здійснення технічного (контрольного) обліку та перевірки достовірності даних комерційного обліку.

(розділ 2 доповнено пунктом 2.24. згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

2.25. Якщо згідно з проектним рішенням, яке узгоджене з власником електроустановки, на електроустановках встановлені складові АСКОЕ суміжного суб'єкта господарювання, то у цьому разі обладнання (складові) АСКОЕ можуть за бажанням власника АСКОЕ бути залишені у працюючому стані до кінцевого терміну експлуатації обладнання. Дані з засобів обліку суміжного суб'єкта господарювання можуть бути використані для здійснення технічного (контрольного) обліку та перевірки достовірності даних комерційного обліку.

(абзац перший пункту 2.25. у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

У випадку, якщо встановлене на об'єкті власника обладнання (складові) АСКОЕ, що належить суміжному суб'єкту господарювання, не відповідає технічним вимогам діючих нормативних документів, порушує технологічний процес збору та обробки даних, власник має право звернутись до суб'єкта господарювання щодо приведення цього обладнання до вимог діючих нормативних документів у визначений власником об'єкту термін. У разі незгоди з рішенням власника об'єкту суміжний суб'єкт господарювання може звернутись до Головного оператора з метою врегулювання зазначених питань.

У випадку не приведення суміжним суб'єктом господарювання обладнання (складових) АСКОЕ до вимог нормативних документів у визначені терміни, власник об'єкту за власні кошти має право встановити обладнання, що

відповідає вимогам діючих нормативних документів, попередивши письмово не менше ніж за 30 робочих днів суб'єкта господарювання про демонтаж його обладнання.

(розділ 2 доповнено новим пунктом 2.25. згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, абзац третій пункту 2.25. з змінами згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

2.26. Всі лічильники, що включені до АСКОЕ згідно таблиці додатку 3 цієї Інструкції 1А,1В,2А,2В,2С,3А,3В,4А,4В рівнів повинні забезпечувати зчитування даних за допомогою АСКОЕ в разі відключення основного живлення.

(розділ 2 доповнено новим пунктом 2.26. згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

2.27 Засоби вимірювальної техніки мають відповідати вимогам, викладеним в додатку 3 цієї Інструкції.

(розділ 2 доповнено новим пунктом 2.27. згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

### 3. Облік електроенергії на електростанціях

3.1. Облік електроенергії на електростанції організовується для визначення обсягів виробітку, споживання на власні та господарські потреби та відпуску електроенергії кожним блоком та електростанцією в цілому, відповідно до вимог Інструкції, Правил ринку та інших нормативних документів.

3.2. На електростанціях розрахункові лічильники повинні встановлюватись:

3.2.1. На генераторах блоків (електростанцій), що працюють за ціновими заявками.

(підпункт 3.2.1. із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

3.2.2. На лініях усіх класів напруги, що відходять від станції згідно з актами розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.

3.2.3. На ОВ або ШРВ.

3.2.4. На резервних трансформаторах власних потреб.

3.2.5. На приєднаннях, що живлять споживачів та господарські потреби електричної станції.

3.2.6. На автотрансформаторах зв'язку, в разі необхідності врахування транзиту.

3.2.7. На сонячних батареях (групі сонячних батарей), генераторах (групі генераторів) вітрових електростанцій та інших електростанціях альтернативної енергетики.

(пункт 3.2. доповнено новим підпунктом 3.2.7. згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

3.3. Ремонт та періодична перевірка вимірювальних комплексів здійснюється стороною на балансі якої знаходиться це обладнання, а заміна та перевірка - спільно з відповідним персоналом усіх зацікавлених Сторін. Експлуатація складових вимірювальних комплексів здійснюється власником об'єкту на якому встановлений цей комплекс.

3.4. Виробник електроенергії забезпечує роботу лічильників, вимірювальних трансформаторів з відповідним класом точності.

3.5. При виконанні ремонтно-налагоджувальних робіт у ланцюгах обліку виконавець діє згідно з встановленим у п. 2.17 порядком.

3.6. Лічильники технічного обліку електроенергії на електростанціях необхідно встановлювати:

3.6.1. На трансформаторах власних потреб (ТВП).

3.6.2. На робочих тиристорних та резервних збуджувачах.

3.6.3. На автотрансформаторах зв'язку, в разі не встановлення на них комерційного обліку.

3.6.4. На генераторах (групі генераторів), в разі не встановлення на них лічильників комерційного обліку.

(пункт 3.6. доповнено новим підпунктом 3.6.4. у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

3.7. Класи точності розрахункових лічильників і лічильників технічного обліку електроенергії, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також припустимі значення похибок вимірювального комплексу повинні відповідати вимогам додатка 3.

3.8. На кожній електростанції наказом повинен бути призначений відповідальний за технічний стан та експлуатацію засобів обліку електроенергії.

3.9. Щомісяця для оцінки точності системи обліку по записах показань лічильників в 0 годин облікового часу ОПЕ 1-го числа на кожній електростанції необхідно складати баланс електроенергії, який включає в себе:

3.9.1. - виробіток електроенергії генераторами електростанції -  $W_{г}$ ;

- надходження електроенергії з зовнішніх мереж -  $W_{ем}$ ;

- витрати електроенергії на власні потреби -  $W_{вп}$ ;

- відпуск електроенергії з шин електростанції по класах напруг -  $W_{вд}$

- втрати електроенергії в блочних трансформаторах електростанції, а також в автотрансформаторах зв'язку та ТВП (якщо лічильники встановлені на стороні низької напруги трансформатора), шунтуючих реакторах -  $W_{тр}$ .

3.9.2. Для блочних електростанцій:

3.9.2.1. Для блоків по контуру генератор-сторона вищої напруги блочного трансформатора:

- виробіток електроенергії блоками електростанції W<sub>бл</sub>;
- відпуск електроенергії блоками електростанції W<sub>вд</sub>;
- споживання електроенергії на власні потреби від основних трансформаторів власних потреб ΔW<sub>вп</sub>;
- втрати в блочних трансформаторах;
- втрати в ТВП, якщо облік встановлено на стороні низької напруги трансформатора;

3.9.2.2. Для відкритих розподільчих пристроїв електростанції (ВРП):

- відпуск електроенергії блоками електростанції W<sub>вд</sub>;
- надходження електроенергії з зовнішніх мереж W<sub>ем</sub>;
- відпуск електроенергії з шин ВРП електростанції по класам напруги W<sub>ш</sub>;
- втрати електроенергії в автотрансформаторах зв'язку W<sub>атр</sub>;
- споживання електроенергії через резервні трансформатори власних потреб ΔW<sub>вп</sub><sup>рез</sup>.

3.9.3. В разі обліку згідно п. 3.3:

3.10. Всі складові балансу електроенергії, за винятком втрат електроенергії в трансформаторах електростанції визначаються на основі вимірювань розрахунковими лічильниками та лічильниками технічного обліку.

3.11. Втрати електроенергії в трансформаторах електростанції і автотрансформаторах зв'язку визначаються згідно методики про визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.

3.12. Для складання щомісячного балансу електроенергії і контролю за технічним станом засобів обліку повинен бути складений акт виробітку та відпуску електроенергії на електростанції (додаток 4), з урахуванням місць встановлення розрахункового обліку.

3.13. Для складання балансу електростанції Оператор АСКОЕ повинен зняти покази лічильників, що фіксуються станом на 24 годину останньої доби кожного місяця.

(пункт 3.13. у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

3.14. Акт виробітку та відпуску електроенергії на електростанції складається, персоналом електростанції та підписується комісією по записах показів лічильників в 0 годин за обліковим часом Енергоринку 1-го числа кожного місяця.

До складу комісії входять представник Оператора (голова) та зацікавлені сторони (члени комісії). Акт складається не менше ніж в трьох примірниках та надається членам комісії. Головному оператору Акт надається на його вимогу.

(другий абзац пункту 3.14. у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

3.15. При наявності транзиту електроенергії мережами електростанції, втрати електроенергії викликані транзитом розподіляються між всіма суб'єктами, що здійснюють цей транзит пропорційно обсягам їхнього транзиту. Розподіл втрат здійснюється по методиках, розроблених власником електричних мереж електростанції, погодженими з Головним оператором та затвердженими Радою ринку.

3.16. Для контролю за точністю засобів обліку електроенергії по складовим щомісячного балансу на електростанції треба визначати фактичний небаланс електроенергії (додаток 4). Баланс розраховується окремо для кожного рівня напруги ВРП, а також по станції в цілому.

3.17. Фактичний небаланс повинен бути меншим або дорівнювати припустимому. Якщо фактичний небаланс, по абсолютній величині, більший припустимого небалансу, обчисленого згідно додатка 2, персоналу Оператора та станції разом з представниками зацікавлених сторін необхідно виявити причини цього і прийняти заходи по їх усуненню на протязі 1 міс. Приклад обчислення небалансу наведено в додатку 5.

3.18. Вимірювальні комплекси, встановлені на електростанціях, необхідно включати до складу АСКОЕ. АСКОЕ у встановлені Правилами ринку та чинними нормативними документами ОРЕ терміни та обсягах повинна забезпечити збір у відповідності з п.9.1., обробляти, зберігати та передавати заінтересованим сторонам дані комерційного обліку, необхідні для використання в розрахунках.

(пункт 3.18. у редакції постанов НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, від 23.05.2013р. № 625)

#### 4. Облік електроенергії на підстанціях 220 кВ і вище

4.1. Облік електроенергії на підстанціях 220 кВ і вище організовується для визначення кількості електроенергії, яка надійшла на її шини та була передана у мережу, а також власного споживання підстанції на власні та господарчі потреби відповідно до вимог Інструкції та нормативних документів.

4.2. Для визначення обсягу електроенергії, яку продає ОРЕ Постачальникам електричної енергії, розрахункові лічильники повинні встановлюватись на лініях усіх класів напруги, що відходять від підстанції згідно з актами розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін та на ОВ або ШРВ, а також на приєднаннях, які живлять господарчі потреби.

4.3. Лічильники технічного обліку електроенергії на підстанціях необхідно встановлювати:

4.3.1. На середній та низькій стороні напруги трансформатора (автотрансформатора) та на всіх магістральних лініях;

4.3.2. На ТВП.

4.4. Ремонт та періодична перевірка вимірювальних комплексів здійснюється стороною на балансі якої знаходиться це обладнання, а заміна та перевірка - спільно з відповідним персоналом усіх зацікавлених Сторін.



Експлуатація складових вимірювальних комплексів здійснюється власником об'єкту на якому встановлений цей комплекс.

4.5. Власник підстанції забезпечує роботу складових вимірювальних комплексів з відповідним класом точності.

(пункт 4.5. у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

4.6. При виконанні ремонтно-налагоджувальних або позапланових робіт у ланцюгах обліку, виконавець діє згідно з встановленим у п.2.17. порядком.

4.7. Класи точності розрахункових лічильників і лічильників технічного обліку електроенергії, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також припустимі значення похибок вимірювального комплексу повинні відповідати вимогам додатку 3.

4.8. Для оцінки точності ведення комерційного обліку Оператор щомісяця на кожній підстанції складає баланс електроенергії на основі записів показів лічильників в 0 годин облікового часу Енергоринок 1-го числа, який включає в себе:

- відпуск електроенергії –  $W_b$ ;
- витрати електроенергії на власні потреби підстанції –  $W_{вп}$ ;
- витрати електроенергії на господарські потреби підстанції –  $W_{гп}$ ;
- надходження електроенергії на шини підстанції -  $W_{п}$ ;
- втрати електроенергії в силових трансформаторах підстанції дельта  $W_{тр}$ .

Всі складові балансу, крім втрат електроенергії в трансформаторах, треба вимірювати лічильниками розрахункового і технічного обліку.

При необхідності баланс складається по кожному класу напруги окремо.

4.9. Втрати електроенергії в трансформаторах та автотрансформаторах треба визначати згідно методики про визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.

4.10. Для складання балансу підстанції Оператор АСКОЕ повинен зняти покази лічильників, що фіксуються станом на 24 годину останньої доби кожного місяця.

(пункт 4.10 у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

4.11. Для контролю за точністю засобів обліку електроенергії по складовим щомісячному балансу на підстанції Оператору треба визначати фактичний небаланс електроенергії (додаток 6).

4.12. Фактичний небаланс повинен бути меншим або дорівнювати припустимому. Якщо фактичний небаланс більший припустимого небалансу, обчисленого згідно додатку 2, персоналу Оператора та підстанції разом з представниками зацікавлених Сторін необхідно виявити причини цього і прийняти заходи по їх усуненню на протязі 1 місяця. Приклад обчислення небалансу наведено в додатку 5.

4.13. Вимірювальні комплекси, встановлені на підстанціях, необхідно включати до складу АСКОЕ. АСКОЕ у встановлені Правилами ринку та чинними нормативними документами ОРЕ терміни та обсягах повинна забезпечити збір у відповідності з п.9.1., обробляти, зберігати та передавати заінтересованим сторонам дані комерційного обліку, необхідні для використання в розрахунках.

(пункт 4.13. у редакції постанов НКРЕ 16.08.2012р. № 1047, від 23.05.2013р. №625)

4.14. Результати складання балансу треба оформлювати актом, який використовується для зведення загального балансу (додаток 6), з урахуванням місць встановлення розрахункового обліку.

Акт про складання балансу електроенергії на підстанції надається до 3-го числа місяця, наступного за розрахунковим, усім зацікавленим Сторонам, а також Головному Оператору на його вимогу.

## **5. Облік електроенергії на підстанціях 110 (154) кВ і нижче з перетіканнями електроенергії між постачальниками електроенергії**

5.1. Облік електроенергії на підстанціях рівня напруги 110 (154) кВ та нижче організовується для визначення кількості електроенергії, яка надійшла на її шини та була передана у мережу, а також власного споживання та споживання на господарчі потреби підстанції. Облік здійснюється відповідно до вимог Інструкції та нормативних документів.

5.2. Для визначення обсягу електроенергії, яку продає Енергоринок Постачальникам електроенергії розрахункові лічильники повинні встановлюватись:

5.2.1. На лініях усіх класів напруги, що відходять до інших постачальників, а також споживачів, що безпосередньо приєднані до мереж інших постачальників.

5.2.2. На ОВ або ШРВ.

5.3. Ремонт та періодична перевірка вимірювальних комплексів здійснюється стороною на балансі якої знаходиться це обладнання, а заміна та перевірка - спільно з відповідним персоналом усіх зацікавлених Сторін. Експлуатація складових вимірювальних комплексів здійснюється власником об'єкту на якому встановлений цей комплекс.

5.4. Власник об'єкту на якому знаходиться вимірний комплекс забезпечує роботу вимірювальних комплексів з відповідним класом точності.

5.5. При виконанні ремонтно-налагоджувальних або позапланових робіт у ланцюгах обліку, виконавець діє згідно з встановленим у п.2.17. порядком.

5.6. Класи точності розрахункових електролічильників і електролічильників технічного обліку електроенергії, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також припустимі значення похибок вимірювального комплексу повинні відповідати вимогам додатку 3.

5.7. Для підстанцій 110 (154) кВ необхідно обчислювати небаланс. Для підстанцій рівнем напруги 35 кВ та нижче небаланс складається у разі необхідності. Акт про складання балансу електроенергії на підстанції надається по запиті усім зацікавленим сторонам.

5.8. Фактичний небаланс повинен бути меншим або дорівнювати припустимому. Якщо фактичний небаланс більший припустимого небалансу, обчисленого згідно додатку 2, персоналу Оператора та підстанції разом з представниками зацікавлених Сторін необхідно виявити причини цього і прийняти заходи по їх усуненню на протязі 1 місяця. Приклад обчислення небалансу наведено в додатку 5.

5.9. Втрати електроенергії в трансформаторах та автотрансформаторах треба визначати згідно Методики про визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.

5.10. Вимірювальні комплекси, встановлені на підстанціях, необхідно включати до складу АСКОЕ. АСКОЕ у встановлені Правилами ринку та чинними нормативними документами ОРЕ терміни та обсягах повинна забезпечити збір у відповідності з п.9.1., обробляти, зберігати та передавати заінтересованим сторонам дані комерційного обліку, необхідні для використання в розрахунках.

(пункт 5.10. у редакції постанов  
НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, від 23.05.2013р. №625)

5.11. Результати складання балансу треба оформлювати актом, який використовується для зведення загального балансу (додаток 6), з урахуванням місць встановлення розрахункового обліку.

Акт про складання балансу електроенергії на підстанції надається до 3-го числа місяця, наступного за розрахунковим, усім зацікавленим Сторонам, а також Головному Оператору на його вимогу.

## **6. Облік електроенергії на міждержавних лініях електропередачі**

6.1. Облік електроенергії на міждержавних лініях електропередачі здійснюється для визначення кількості електроенергії, яка була передана у мережу іншої держави або надійшла у мережу України. Облік здійснюється відповідно до вимог Інструкції (Додаток 12), нормативних документів та міждержавних договорів.

6.2. Лічильники електроенергії за якими здійснюється облік з Української сторони (Додаток 11) знаходяться на балансі і експлуатуються ліцензіатом з передачі електроенергії магістральними і міждержавними електромережами. Їх ремонт та періодична перевірка здійснюється персоналом цього ліцензіата, а заміна і перевірка - спільно з відповідним персоналом усіх зацікавлених сторін.

## **7. Облік реактивної електроенергії**

7.1. Основною метою обліку реактивної енергії є:

7.1.1. Облік фактичної видачі або споживання реактивної енергії генераторами електростанцій.

7.1.2. Забезпечення контролю за фактичним споживанням або видачею реактивної потужності споживачам.

7.1.3. Забезпечення контролю перетікань реактивної потужності по електричних мережах.

7.1.4. Отримання інформації про реактивну потужність, яка "генерується" або споживається пристроями, що її компенсують, і які встановлені на підстанціях 35 кВ та вище, а також про реактивну потужність, що передається з шин середньої та нижчої напруги цих підстанцій.

7.2. Лічильники обліку реактивної енергії, що встановлюються на електростанціях і підстанціях, використовуються для рішення наступних техніко-економічних завдань:

7.2.1. Визначення плати за генерацію та споживання реактивної потужності.

7.2.2. Оптимізація режимів електричної мережі по реактивній потужності, вибір компенсаторів, режиму їх роботи та місць установлення в електричних мережах.

7.2.3. Обчислення та аналіз усталених режимів, втрат потужності та електроенергії в електричних мережах.

7.3. Облік реактивної енергії на статичних конденсаторах, а також генераторах, що працюють в режимі синхронних компенсаторів, треба здійснювати лічильниками прийому та віддачі.

7.4. Порядок і обсяг обслуговування, перевірки, ремонту та експлуатації розрахункових та технічних лічильників реактивної енергії повинні задовольняти вимогам, що викладені в розділі 10 Інструкції.

7.5. Даний розділ буде уточнюватися після прийняття відповідних директивних документів про розрахунок за реактивну енергію на всіх рівнях.

## **8. Автоматизація обліку електроенергії**

8.1. Сторони Договору повинні впроваджувати на своїх об'єктах АСКОЕ у відповідності до вимог Інструкції та інших нормативних документів з метою:

(пункт 8.1. із змінами, внесеними  
згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

8.1.1. Організація погодинного обліку виробітку, споживання та передавання електроенергії членами ОРЕ.

8.1.2. Підвищення точності зняття показів приладів обліку за рахунок автоматизації цього процесу.

8.1.3. Підвищення достовірності отриманих даних щодо обліку електроенергії, завдяки виконанню процедур верифікації даних та складання балансу електроенергії на шинах електростанції та підстанції

8.1.4. Зниження комерційних втрат електроенергії за рахунок одночасного зняття показань лічильників.

8.1.5. Підвищення швидкості обробки інформації.

8.1.6. Оперативного контролю за виконанням диспетчерського графіка навантажень кожного блоку електростанції.

8.1.7. Проведення розрахунків за отриману та відпущену електроенергію і потужність в умовах ОРЕ.

8.1.8. У складі АСКОЕ необхідно забезпечити автоматизований збір даних з усіх точок комерційного обліку відповідно до класифікації, наведеної у таблиці 1 Додатку 3 цієї Інструкції.

(пункт 8.1. доповнено підпунктом 8.1.8. у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

8.2. Координація робіт щодо створення та модернізації АСКОЕ покладається на Головного оператора. Головний оператор узгоджує всі технічні завдання та технічні проекти по створенню та модернізації АСКОЕ суб'єктів ОРЕ в частині технічних вимог щодо відповідності засобів вимірювання вимогам Інструкції та інших діючих нормативних документів, здійснення регламентованого автоматизованого дистанційного доступу до результатів вимірювань у спільних точках перетоків електричної енергії, передавання даних комерційного обліку в АСКОЕ Головного оператора, розробляє необхідну нормативну документацію.

(пункт 8.2. з змінами згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

8.3. Під час створення або розвитку АСКОЕ, суміжні суб'єкти ОРЕ узгоджують процедури обміну даними комерційного обліку по спільних точках перетоків електроенергії та регламентованого автоматизованого дистанційного доступу до ПБД приладів комерційного обліку електроенергії.

(пункт 8.3. з змінами згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. №625)

8.4. АСКОЕ повинні будуватися на принципах відкритої системи, з забезпеченням можливості обміну інформацією з іншими членами ОРЕ та Головним оператором. Кожен член ОРЕ повинен забезпечити жорстке санкціонування доступу до своїх даних та мінімізацію інформаційних потоків в процесі обміну.

8.5. Після закінчення налагоджувальних робіт та перевірки функціонування АСКОЕ повинна пройти дослідну експлуатацію терміном не менше одного кварталу, на протязі якої необхідно усунути виявлені недоліки та в разі необхідності провести державну метрологічну атестацію окремих складових АСКОЕ. Повна перевірка функціонування АСКОЕ на всіх рівнях суб'єктів ОРЕ здійснюється під час введення системи в експлуатацію та проведення приймальних випробувань, результати яких оформляються відповідним актом. Для участі в роботі комісії виклик надсилається всім зацікавленим сторонам.

Припускається поетапне, а також по окремим об'єктам, введення АСКОЕ в експлуатацію з урахуванням можливості тимчасової роботи окремих складових системи в локальному режимі.

8.6. Експлуатацію, ремонт і технічне обслуговування АСКОЕ повинен здійснювати персонал Оператора, на ім'я якого зареєстрована відповідна Система обліку. Експлуатація повинна проводитися згідно з вимогами Інструкції по експлуатації, затвердженою відповідним Оператором. Оператор, який експлуатує АСКОЕ, надсилає акт (оригінал) про проведення приймальних випробувань та введення в експлуатацію Системи обліку та Інструкцію по експлуатації Головному оператору, а також копії акту всім зацікавленим організаціям, що мають право доступу до інформації даної АСКОЕ.

8.7. При роботах, що виконуються у вимірювальних ланцюгах ТС, ТН та приладів обліку (електролічильників, суматорів, реєстраторів і т.і.), в результаті яких може бути порушене функціонування системи комерційного обліку електроенергії, або внесені похибки в параметри, що вимірюються, необхідно дотримуватись встановленого порядку їх виконання.

За весь час проведення таких робіт необхідно обчислювати недовраховану електричну енергію, що була передана по приєднанню. Значення величин обсягів недорахованої електричної енергії визначається у порядку згідно з пп. 2.2.1 - 2.2.6 Додатку 13. Дані оформлюються відповідним актом з зазначенням часу початку і закінчення робіт та величини неврахованої електроенергії. Відлік часу бажано виконувати по внутрішніх годинниках приладів обліку .

(пункт 8.7. другий абзац у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

У випадку виявлення відмов у роботі обладнання автоматизованого збору даних (в тому числі дистанційного зчитування показів лічильників) Оператор повинен здійснити заходи щодо їх усунення, отримання та формування даних для розрахунків за весь період їх відсутності внаслідок збоїв.

(пункт 8.7. доповнено третім абзацом згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

В разі порушень в роботі або відсутності автоматизованого дистанційного збору інформації з автоматизованого вимірювального комплексу (комплексів), сторона відповідальна за надання інформації з цього комплексу, повинна інформувати суміжну заінтересовану сторону про причини порушень та очікуваний час відновлення автоматизованого дистанційного збору в наступні терміни:

- на протязі 24 годин – для вимірювальних комплексів типа 1А, 1В, 2А, 2В, 2С, 3А, 3В;
- на протязі 72 годин – для вимірювальних комплексів типа 4А, 4В;
- на протязі 240 годин – для вимірювальних комплексів типа 5А, 5В.

(пункт 8.7. доповнено четвертим абзацом згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, у редакції постанови НКРЕ від 23.05.2013р. № 625)

Формування та надання даних за період їх відсутності до Головного оператора необхідно забезпечити у терміни, визначені документами ОРЕ.

(пункт 8.7. доповнено п'ятим абзацом згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

8.8. Положення п.8.7. не поширюються на роботи пов'язані із усуненням наслідків аварій.

8.9. Суб'єкти ринку повинні забезпечити реєстрацію своїх АСКОЕ у Головного оператора. Головний оператор забезпечує створення та ведення Реєстру АСКОЕ. Використання для розрахунків в ОРЕ даних, отриманих від незареєстрованих (з призупиненою реєстрацією) АСКОЕ у Головного оператора проводити згідно з ІПР.

(розділ 8 доповнено пунктом 8.9. згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

8.10. Після завершення звітної облікової доби Оператор повинен:

- здійснити автоматизований збір та занесення до бази даних облікових даних від лічильників, які входять до складу АСКОЕ;
- провести первинну обробку (множення на розрахункові коефіцієнти, округлення, приведення до межі балансової належності тощо) і перевірку повноти та достовірності зібраних з лічильників облікових даних;
- передати та отримати узгоджені облікові дані по точках обліку на приєднаннях із суміжними суб'єктами ОРЕ;
- сформувати та надати за узгодженими формою та протоколом облікові дані до Головного оператора.

(розділ 8 доповнено пунктом 8.10. згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

8.11. Процедури реєстрації АСКОЕ, оброблення, перевірки повноти та достовірності облікових даних повинні проводитися у відповідності з порядком та правилами, встановленими Головним оператором та затвердженими Радою ОРЕ та НКРЕ.

(розділ 8 доповнено пунктом 8.11. згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

8.12. АСКОЕ суб'єкта ОРЕ повинна забезпечувати для АСКОЕ суміжних суб'єктів ОРЕ / Операторів можливість регламентованого, автоматизованого, дистанційного доступу до результатів вимірювань та даних комерційного обліку у спільних точках перетоків електричної енергії за регламентом, погодженим з Оператором АСКОЕ суб'єкта ОРЕ. Витрати на організацію доступу до результатів вимірювання несе суб'єкт ОРЕ, зацікавлений в їх отриманні.

(розділ 8 доповнено пунктом 8.12. згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. № 625)

## **9. Порядок зняття показів розрахункових лічильників**

9.1. Зняття показів розрахункових лічильників має проводитися:

9.1.1. Щодобово за попередню облікову добу збираються погодинні дані комерційного обліку активної та реактивної електроенергії, а також не більше 30 хвилинні значення усередненої потужності (півгодинні значення величин перетоків електричної енергії) відповідно, з періодом інтеграції не більше 30 хвилин.

(пункт 9.1.1. у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

9.1.2. Щомісяця накопичувальні покази активної та реактивної електроенергії (фіксовані станом на 24 годину останньої доби кожного звітного місяця).

(пункт 9.1.2. у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

9.2. Оператор АСКОЕ забезпечує передачу Операторам АСКОЕ суміжних суб'єктів добових даних комерційного обліку до 2-ої години доби, наступної за звітною (оперативні дані) та півгодинних і погодинних даних комерційного обліку отриманих з необроблених півгодинних результатів вимірювання величин перетоків електричної енергії (30 хвилинних значень усередненої потужності) з кожної спільної точки - до 6-ої години доби, наступної за звітною з можливістю коригування даних до 8.30 доби, наступної за звітною.

(пункт 9.2. у редакції постанов НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, від 23.05.2013р. №625)

9.3. Покази лічильників, що фіксуються станом на 24 годину останньої доби кожного місяця використовуються для формування даних комерційного обліку за звітний місяць. Складається узгоджений акт даних комерційного обліку з підписами відповідальних осіб. Цей акт є підставою для остаточного розрахунку платежів за відпущеною в ОРЕ і отриману з ОРЕ електроенергію у звітному місяці.

(пункт 9.3. у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

9.4. Відповідальність за вчасний збір та надання Головному оператору і заінтересованим сторонам повної, достовірної та актуальної інформації, несе власник об'єкту.

(пункт 9.4. у редакції постанови НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047, із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 23.05.2013р. № 625)

## **10. Організація експлуатації приладів обліку електроенергії**

### **Розрахунковий облік електроенергії**

10.1. Повірені лічильники та пристрої обліку повинні мати на кріпленні кожухів пломбу з тавром Держстандарту України, а також пломби зацікавлених Сторін на кришці блоку контактних затискачів лічильника.

10.2. Порушення пломби на лічильнику та пристрої обліку позбавляє чинності його показів.

10.3. Персонал електростанції, підстанції несе відповідальність за збереження лічильників, установлених пломб і за відповідність ланцюгів обліку електроенергії встановленим вимогам.

10.4. Періодичність державної повірки повинна відповідати вимогам нормативних документів (додаток 7).

10.5. Результати державної повірки лічильника, пристрою обліку і в цілому системи обліку оформлюються в відповідності з вимогами нормативних документів.

10.6. Перевірку розрахункового лічильника необхідно проводити на місці його встановлення у присутності представників зацікавлених Сторін.

10.7. Роботи по проведенню перевірки лічильників на енергооб'єкті виконуються з дотриманням всіх вимог Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок.

10.8. Перевірку лічильника та пристрою обліку треба виконувати на електростанціях та підстанціях по графікам:

10.8.1. Для генераторів 50 МВт та більше і приєднань 110 кВ та вище один раз на рік.

10.8.2. Для генераторів менше 50 МВт і приєднань 35 кВ та нижче один раз у два роки.

10.8.3. Безпосередньо після його встановлення, проведення ремонтних робіт в ланцюгах трансформаторів струму та напруги і при підвищеному небалансі.

10.8.4. Позачергова перевірка засобів обліку електроенергії може бути проведена при виявленні відхилень від норм або на вимогу однієї із зацікавлених сторін.

10.9. Результати перевірки лічильника оформлюються актом (додаток 8), який надається всім зацікавленим Сторонам.

Величина недообліку електроенергії, яка виникла при перевірці чи заміні лічильника може бути визначена:

- по дублюючому лічильнику;
- по середній потужності (струму) приладів вимірювання встановлених на щитах;
- іншими приладами вимірювання по узгодженню сторін, що виконують ці роботи

10.10. Перевірку навантаження ланцюгів трансформаторів струму та напруги, падіння напруги в ланцюгах трансформатора напруги потрібно проводити не менше одного разу на три роки.

10.11. Якщо похибка лічильника при перевірці не перевищує припустиму похибку, встановлену на даний тип лічильника нормативною документацією, то лічильник залишається в роботі. В іншому випадку лічильник треба замінити. Припустимі похибки містять основну та додаткові похибки, які зумовлені режимами роботи мережі.

10.12. Роботи по експлуатації лічильників і організації розрахункового обліку електроенергії повинен проводити персонал відповідного Оператора.

10.13.1. В разі непридатності або явної для сторін недостовірності показів лічильників розрахунок відпуску (прийому) електроенергії по даному приєднанню проводиться за показаннями дублюючого лічильника, в разі його відсутності за показаннями контрольного лічильника на протилежному боці з урахуванням розрахункових втрат в приєднанні, а в разі відсутності контрольного лічильника – розрахунковим способом по зафіксованим в погодинній відомості телевимірювання з оформленням акту між зацікавленими сторонами.

10.13.2. При виявленні недообліку (переобліку) перетікань електроенергії між сторонами, що виникли внаслідок порушення роботи вимірювальних комплексів, в тому числі при виявленні факторів, що приводять до зростання систематичних похибок вимірювань (перенавантажень та недонавантажень вторинних ланцюгів ТС та ТН, втрати напруги на вторинних ланцюгах ТН, нерівномірність розподілу навантажень по фазах, малих значень коефіцієнту потужності вторинного навантаження  $\cos \phi$  (менше 0.5) тощо) розрахунок обсягів перетікань рекомендується проводити згідно з додатком 13.

(розділ 10 доповнено пунктом 10.13.2. згідно з постановою НКРЕ від 28.11.2011р. № 2237)

### **Технічний облік електроенергії**

10.14. Лічильники технічного обліку повинні проходити калібровку відповідно з вимогами нормативних документів.

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

- 10.16. Лічильники технічного обліку повинні обслуговуватися персоналом енергооб'єкта, на якому вони встановлені, або персоналом відповідного Оператора.
- 10.17. Перевірку лічильника та пристрою обліку треба виконувати на електростанціях та підстанціях по графіках:
- 10.17.1. На генераторах 50 МВт та більше і приєднань 110 кВ та вище один раз на два роки.
- 10.17.2. На генераторах менше 50 МВт і приєднань 35 кВ та нижче відповідно строку міжпіврічного інтервалу.
- 10.17.3. Безпосередньо після його встановлення, проведення ремонтних робіт в ланцюгах трансформаторів струму та напруги і при підвищеному небалансі.
- 10.18. Результати перевірки лічильника оформлюються актом (додаток 8), який надається зацікавленим Сторонам на їх вимогу.
- 10.19. Перевірку навантаження ланцюгів трансформаторів струму та напруги, втрат напруги в ланцюгах трансформатора потрібно проводити не менше одного разу на три роки.
- 10.20. Якщо похибка лічильника при перевірці не перевищує припустиму похибку, встановлену на даний тип лічильника нормативною документацією, то лічильник залишається в роботі. В іншому випадку лічильник треба замінити. Припустимі похибки містять основну та додаткові похибки, які зумовлені режимами роботи мережі.
- 10.21. Втрати електроенергії в магістральних лініях визначаються згідно діючої методики про визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.
- 10.22. Роботи по експлуатації лічильників технічного обліку повинен проводити персонал відповідної електростанції, підстанції.

**ПАСПОРТ-ПРОТОКОЛ  
вимірювального комплексу**

1. Назва об'єкта (електростанція, підстанція) \_\_\_\_\_

2. Назва приєднання \_\_\_\_\_

3. Дата вводу комплексу в експлуатацію \_\_\_\_\_

4. Основні паспортні та експлуатаційні дані:

4.1. Лічильники електричної енергії:

Позначення лічильника по схемі обліку електроенергії, вид обліку (*розрахунковий основний і дублюючий, технічний*), вид енергії ( $W_a$  або  $W_p$ )

Тип \_\_\_\_\_, N \_\_\_\_\_, напруга \_\_\_\_\_, струм \_\_\_\_\_, клас точності \_\_\_\_\_, схема включення \_\_\_\_\_, кількість тарифів \_\_\_\_\_, інші дані \_\_\_\_\_.

4.2. Трансформатори струму:

Тип \_\_\_\_\_, N \_\_\_\_\_ (фази А, В, С), клас точності вимірювальної обмотки: \_\_\_\_\_ (фаза А), \_\_\_\_\_ (фаза В), \_\_\_\_\_ (фаза С), коефіцієнт трансформації \_\_\_\_\_, припустиме навантаження \_\_\_\_\_, фактичне навантаження \_\_\_\_\_, інші дані \_\_\_\_\_.

4.3. Трансформатори напруги:

Тип \_\_\_\_\_, N \_\_\_\_\_ (фази А, В, С), клас точності: \_\_\_\_\_ (фаза А), \_\_\_\_\_ (фаза В), \_\_\_\_\_ (фаза С), коефіцієнт трансформації \_\_\_\_\_, припустиме навантаження \_\_\_\_\_, фактичне навантаження \_\_\_\_\_, інші дані \_\_\_\_\_.

5. Схеми з'єднання і кабельні зв'язки:

Струмові ланцюги:

Схема з'єднання вимірювальних обмоток трансформаторів струму \_\_\_\_\_

Схема з'єднання кабелів (з зазначенням маркування, назви збірок виводів шафів і панелей), параметри кабелів та інші \_\_\_\_\_

Ланцюги напруги:

Схема з'єднання кабелів (з зазначенням маркування, назви збірок виводів шафів і панелей), параметри кабелів та інші \_\_\_\_\_

Припустиме значення втрат напруги від ТН до лічильника \_\_\_\_\_

Фактичне значення втрат напруги від ТН до лічильника \_\_\_\_\_

6. Допоміжні апарати:

6.1. Автоматичні вимикачі:

Позначення на схемі \_\_\_\_\_, тип \_\_\_\_\_, номінальний струм \_\_\_\_\_, тип захисту і уставка \_\_\_\_\_, N \_\_\_\_\_.

6.2. Запобіжники:

Позначення на схемі \_\_\_\_\_, тип \_\_\_\_\_, номінальний струм \_\_\_\_\_, струм плавкої вставки \_\_\_\_\_.

7. Інформаційно-вимірювальна система:

Тип \_\_\_\_\_, N \_\_\_\_\_, інші дані \_\_\_\_\_.

8. Похибка вимірювання комплексу (обчислювальна) \_\_\_\_\_.

9. Реєстратор подій:

Позначення на схемі \_\_\_\_\_, тип \_\_\_\_\_, N \_\_\_\_\_, інші дані \_\_\_\_\_.

10. Дата, вид повірки елементів комплексу:

Первинний протокол від \_\_\_\_\_ 199\_ р. N \_\_\_\_\_.

11. Дата, назва виконаних робіт:

Первинний протокол від \_\_\_\_\_ 199\_ р. N \_\_\_\_\_.

Підписи відповідальних осіб: \_\_\_\_\_



**Визначення  
припустимого небалансу і межі припустимої похибки**

1. Припустимий небаланс треба визначати по формулі, %:

$$HE_n = \pm \sqrt{\left( \sum_{i=1}^k \delta_{\gamma n}^2 * d_{\gamma n}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 * d_{oi}^2 \right)} \quad (1)$$

де dni (doi) середньоквадратична похибка, %, i-го вимірювального комплексу, який відповідає класам точності трансформаторів напруги і струму, та лічильника, який рахує електроенергію, що надійшла (відпущена), які входять в цей комплекс; dni (doi) - частка електроенергії, що надійшла (відпущена) через i-ий вимірювальний комплекс; k - кількість вимірювальних комплексів, що рахують електроенергію, яка надійшла на шини об'єкта; m - кількість вимірювальних комплексів, що рахують відпущену електроенергію (в тому числі на власні потреби електростанції).

Середньоквадратичну похибку i-го вимірювального комплексу дозволяється визначати по формулі, %:

$$\delta_i = \sqrt{\left( \delta_{ci}^2 + \delta_{mci}^2 + \delta_{mni}^2 \right)} \quad (2)$$

де dci - похибка лічильника (за даними державної повірки), %; dtci (dtni) - похибка трансформатора струму (трансформатора напруги), що відповідає класу точності (за паспортними даними або по даних повірки), %.

Частку електроенергії, що пройшла через i-й вимірювальний комплекс, треба визначати по формулі:

$$d_i = \frac{W_i}{W_{\sum n(o)}} \quad (3)$$

де Wi - кількість електроенергії, що пройшла через i-й вимірювальний комплекс за звітний період; Wep(o) - підсумкова кількість електроенергії, що надійшла (відпущена) на шини об'єкта за звітний період.

Приклад обчислення припустимого небалансу по (1) наведено в додатку 5.

2. Межа припустимої відносної похибки i-го вимірювального комплексу визначається по формулі, %:

$$\delta_i = \pm 1,1 * \sqrt{\left( \delta_{mc}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{mn}^2 + \delta_n^2 + \delta_{nx}^2 + \sum_{j=1}^L \delta_{nxj}^2 \right)} \quad (4)$$

де dtc, dtn - межі припустимих значень відносної похибки для вимірювальних трансформаторів струму (ГОСТ 7746-89) та напруги (ГОСТ 1983-89), %; dl - межа припустимих по ПУЕ втрат напруги в лініях приєднання лічильників до трансформаторів напруги, %; dlk - межа припустимої основної похибки лічильника, %; dq - сумарна похибка, викликана кутовими похибками ТС і ТН; dlkj - похибки лічильників, які враховують робочі умови застосування.

### Додаток 3

**Мінімальні вимоги до класу точності розрахункових та технічних лічильників електроенергії і вимірювальних трансформаторів для вимірювальних комплексів, встановлення приладів погодинного обліку та забезпечення автоматичного дистанційного зчитування**

Клас точності лічильників технічного обліку активної електроенергії повинні відповідати для:

- ліній електропередачі з двостороннім живленням напругою 220 кВ та вище, трансформаторів потужністю 63 МВА та більше - 0,5S;
- для інших об'єктів обліку - 1,0.

Мінімальні вимоги до класу точності розрахункових лічильників електроенергії і вимірювальних трансформаторів наведено у таблиці 1.

Тип ВК	Напруга в точці приєднання, $U_n$	Приєднана потужність в точці приєднання, $S_n$	Погодинний прилад обліку	Дистанційне автоматичне зчитування	Клас точності		
					Лічильники активної енергії	ТС	ТН
1А	220÷750 кВ	$S_n \geq 63$ МВА	так	так	0,2S	0,2/0,2S*	0,2
1В	110÷154 кВ	$S_n \geq 63$ МВА	так	так	0,5/0,5S*	0,5/0,5S*	0,5
2А	220÷750 кВ	$S_n < 63$ МВА	так	так	0,5/0,5S*	0,5/0,5S*	0,5
2В	110÷154 кВ	$S_n < 63$ МВА	так	так	0,5/0,5S*	0,5/0,5S*	0,5
2С	6÷35 кВ	$S_n \geq 1$ МВА	так	так	0,5/0,5S*	0,5/0,5S*	0,5
3А	6÷35 кВ	$160 \text{ кВА} \leq S_n < 1 \text{ МВА}$	так	так	1,0	0,5	0,5
3В	0,4 кВ	$S_n \geq 160$ кВА	так	так	1,0	1,0/0,5*	0,5 ****
4А	6÷35 кВ	$S_n < 160$ кВА	так	так	1,0	0,5	0,5
4В	0,4 кВ	$63 \text{ кВА} \leq S_n < 160 \text{ кВА}$	ні (так**)	ні (так***)	1,0	0,5	0,5 ****
5А	0,4 кВ	$S_n < 63$ кВА	ні (так**)	ні (так***)	2,0	1,0	1,0 ****
5В	0,23 кВ	$S_n < 63$ кВА	ні (так**)	ні (так***)	2,0	1,0 ****	1,0 ****

\* При новому будівництві та плановій модернізації ВК.

\*\* При встановленні у виробників електроенергії - обов'язково, у інших випадках – за доцільністю.

\*\*\* Якщо відповідальна сторона визначила доцільним забезпечення дистанційного збору результатів вимірювань.

\*\*\*\* Якщо облік виконується з використанням вимірювальних трансформаторів.

Додаток 4.

"Затверджую "

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 201\_р.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 201\_р.

**А К Т**

**виробітку та відпуску електроенергії на електростанції**

Основа : наказ N \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

Комісія в складі :

Голова \_\_\_\_\_

члени \_\_\_\_\_

Цим актом встановлено, що за \_\_\_\_\_ 201\_р. виробіток  
(місяць)

електроенергії на електростанції, споживання на власні та господарчі потреби електростанції, відпуск електроенергії споживачам та в мережі Енергоринку наступні:

№ п/п	Номер лічильника	Об'єкт обліку	Покази лічильника		Різниця показів лічильника за місяць	Коефіцієнт лічильника	Кіл-ть електроенергії, що врахована лічильником, тис.кВтг	Примітка
			на 0 г 1-го числа тепер. місяця	на 0 г 1-го числа минулого місяця				

I. Виробіток активної електроенергії генераторами ( $E_B$ )

1

2

3

...

n

Всього . . .

II. Надходження електроенергії зі сторони

II.1. Надходження електроенергії по точках обліку на межі з Оптовим ринком

1

2

3

...

n

Всього . . .

в т.ч. під час наявності генерації електроенергії ( $E_{ep}^{np}$ )

1

2

3

...

n

Всього . . .

II.2. Надходження електроенергії по точках обліку, які не відносяться до межі з Оптовим ринком, ( $E_{стор}^{np}$ )

1

2

3

...

n

Всього . . .

III. Сумарні витрати електроенергії на власні потреби електростанції, ( $E^{ВП}$ )

1  
2  
3  
...

Всього . . .

в т.ч. сумарне надходження електроенергії зі сторони по всіх лініях, що відходять, для живлення власних потреб електростанції ( $E^{ВП_{ем}}$ )

1  
2  
3  
...

Всього . . .

в т.ч. втрати ТВП

1  
2  
3  
...

Всього . . .

IV. Витрати на господарчі потреби

1  
2  
3  
...

Всього . . .

V. Відпуск електроенергії по точках обліку на межі з Оптовим ринком

1  
2  
3  
...

Всього . . .

в т.ч. під час наявності генерації електроенергії ( $E^{відп_{ер}}$ )

1  
2  
3  
...

Всього . . .

VI. Втрати електроенергії, пов'язані з її відпуском ( $\Delta E^{втр}_{відп}$ ).

До втрат електроенергії, пов'язаних з її відпуском входять втрати електроенергії у підвищуючих (блочних трансформаторах), автотрансформаторах зв'язку, шунтуючих реакторах, у відкритих розподільчих пристроях. Розраховуються на основі методики про визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.

VII. Відпуск електроенергії з всіх ліній, що відходять власним споживачам

1  
2  
3  
...

Всього

VIII. Витрати електроенергії на тиристорне і резервне збудження з врахуванням втрат у трансформаторах, які відносяться до втрат генераторів. ( $E_{тз}, E_{рз}$ )

IX. Баланс електроенергії на електростанції

1. Виробіток електроенергії (I.I) ( $E$ )= $(E_{в}-E_{тз}-E_{рз})$  \_\_\_\_\_

2. Витрати електроенергії на електростанції (III+IV+VI) \_\_\_\_\_

3. Відпуск електроенергії по всіх лініях, що відходять (V+VII) \_\_\_\_\_

3.1. Відпуск електроенергії з шин електростанції в Енергоринок ( $E_{еп}^{відп} - E_{еп}^{пв} = (E_{відп}^{ec})$ ) \_\_\_\_\_

3.2. Відпуск електроенергії власним споживачам (VII) \_\_\_\_\_

4. Фактичний небаланс  $\frac{(I.I+II)-(III+IV)-V-(VI+VII)}{(I+II)}$  \_\_\_\_\_ %

5. Припустимий небаланс \_\_\_\_\_ %

6. Відпуск електроенергії з шин електростанції:

6.1. Всього

6.2. Власним споживачам

6.3. В тому числі по класах напруги

Голова комісії \_\_\_\_\_

Члени комісії \_\_\_\_\_

В тому числі представник Головного оператора \_\_\_\_\_

**Приклад обчислення  
небалансу електроенергії для електростанції**

Визначити припустимий небаланс електроенергії для електростанції, надходження електроенергії на шини якої фіксується двома лічильниками (1 та 2), а відпуск - чотирма (3 - 6).

Покази всіх лічильників (кількість електроенергії за звітний період), сполучення класів точності лічильників, трансформаторів струму (ТС), трансформаторів напруги (ТН) та відповідні їм похибки, що обчислені по формулі (2) додатка 2, наведені в таблиці:

Номер лічильника	Сполучення класів точності			W, тис. кВт.г.	d, %	d
	Лічильник	ТС	ТН			
1	0,5	0,5	0,5	5840	±0,866	0,78
2	1,0	0,5	0,5	1620	±1,225	0,22
3	1,0	0,5	0,5	3350	±1,225	0,47
4	1,0	0,5	0,5	1100	±1,225	0,16
5	1,0	0,5	0,5	1940	±1,225	0,27
6	1,0	0,5	0,5	750	±1,225	0,1

Втрати електроенергії в трансформаторах, що отримані в результаті окремого обчислення, складають 110 тис. кВт.г.

Рішення: сумарне надходження електроенергії на шини електростанції складе

$$W_{\text{п}} = 5840 + 1620 = 7460 \text{ тис. кВт.г.}$$

Сумарний відпуск:

$$W_{\text{о}} = 3350 + 1100 + 1940 + 750 = 7140 \text{ тис. кВт.г.}$$

Фактичний небаланс:

$$\text{НБф} = (7460 - 7140 - 110) / 7460 \times 100 = 2,815 \%, \text{ або } 210 \text{ тис. кВт.г.}$$

Частка електроенергії d, що пройшла через кожний лічильник, визначена по (3) додатку 2 та наведена в таблиці.

Припустимий небаланс електроенергії на цій електростанції в відповідності з (1) додатку 2:

$$\begin{aligned} \text{НБ}_{\text{п}} &= \\ &= \pm \sqrt{(0,866^2 * 0,78^2 + 1,225^2 * 0,22^2 + 1,225^2 * 0,47^2 + 1,225^2 * 0,16^2 + 1,225^2 * 0,27^2 + 1,225^2 * 0,1^2)} = \\ &= \pm \sqrt{1,015} = \pm 1,01 \end{aligned}$$

що відповідає діапазону припустимого небалансу від 75 тис. кВт.г. надлишку електроенергії до 75 тис. кВт.г. нестачі.

Фактичний небаланс більше припустимого на 210 - 75 = 135 тис. кВт.г. (1,8 % сумарного надходження), що свідчить або про наявність на електростанції неврахованого споживання, або неприпустимих фактичних похибок засобів обліку електроенергії.

"Затверджую "

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ р.

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ р.

**АКТ**  
**про складання балансу електроенергії на підстанції**

Основа: наказ N \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

Комісія в складі:

Голова \_\_\_\_\_

Члени \_\_\_\_\_

Цим актом встановлено, що за \_\_\_\_\_ 200\_ р. надходження  
(місяць)

електроенергії, споживання на власні та господарчі потреби і відпуск з шин підстанції наступні:

N п/п	Номер лічильника	Об'єкт обліку	Покази лічильника		Різниця показів лічильника за місяць	Коефіцієнт лічильника	Кіл-ть електроенергії, що врахована лічильником, тис. кВт.г.	Примітка
			на 0 г 1-го числа тепер. місяця	на 0 г 1-го числа минулого місяця				

I. Надійшло на шини підстанції

- 1
- 2
- 3
- ...
- n

Всього ...

II. Передано по магістральним лініям

- 1
- 2
- 3
- ...
- n

Всього ...

III. Витрати на власні потреби

- 1
- 2
- 3
- ...
- n

Всього ...

IV. Витрати на господарчі потреби

- 1
- 2
- 3
- ...
- n

---

Всього ...

V. Відпуск електроенергії енергопостачальним компаніям, по лініях, що відходять

1  
2  
3  
...  
n

---

Всього ...

VI. Втрати електроенергії в трансформаторах

Втрати електроенергії в понижувальних трансформаторах визначаються згідно методики про визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.

VII. Обчислення припустимого небалансу

---

VIII. Баланс електроенергії на підстанції

1. Надійшло на шини (I) \_\_\_\_\_  
2. Передано з шин високої напруги (II) \_\_\_\_\_  
3. Витрати електроенергії на підстанції (III+IV+VI) \_\_\_\_\_

---

4.1. Відпуск електроенергії з шин підстанції в Енергоринок \_\_\_\_\_

---

4.2. Відпуск електроенергії ЕК (V) \_\_\_\_\_

5. Фактичний небаланс I-II-V-(III-IV-VI) \_\_\_\_\_

I

6. Припустимий небаланс (VII) \_\_\_\_\_ %

7. Порівняння припустимого та фактичного небалансу (п.5 та п.6) \_\_\_\_\_

---

Голова комісії \_\_\_\_\_

Члени комісії \_\_\_\_\_

---



**Перелік  
нормативних документів, що використовувалися в Інструкції**

1. Закон України “Про електроенергетику”.
2. Закон України "Про метрологію та метрологічну діяльність".
3. ГОСТ 8.259-77. Счетчики электрической активной и реактивной энергии индукционные. Методы и средства поверки.
4. ГОСТ 8.437-81. Системы информационно-измерительные. Метрологическое обеспечение. Основные положения.
5. ГОСТ 6570-96. Счетчики активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия.
6. ГОСТ 7746-89. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
7. ГОСТ 1983-89. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
8. ГОСТ 26035-83. Счетчики электрической энергии переменного тока, электронные. Общие технические условия.
9. ДСТУ 2708-99. „Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення”.
10. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку (затверджена спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики № 32 / 28 / 28 / 276 / 75 / 54 від 11.04.200 р.).
11. Правила устройства электроустановок (Минэнерго СССР, 6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986 г.).
12. ГКД 34.09.103-96. Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанций о тепловой экономичности оборудования; Методические указания (Киев, ЛьвовОРГРЭС и ДонОРГРЭС, 1996 г.).
13. Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и передаче (РД 34.11.325-90, М.: СПО ОРГРЭС, 1991 г.).
14. Правила користування електричною енергією.
15. Методика по визначенню втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередачі (затверджена заступником Міністра енергетики України, Головним Державним інспектором України з енергонагляду В.А. Дарчуком 18.02.98 р.).
16. ГОСТ 30206-94 (МЭК687-92) Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2S и 0,5S).
17. ГОСТ 30207-94 (МЭК1036-90) Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 1,0 и 2,0).

**АКТ  
проведення перевірки електричних лічильників**

Комісія в складі: голова \_\_\_\_\_

представники енергооб'єкта \_\_\_\_\_

цим актом встановила, що була проведена перевірка електричних лічильників, які встановлені на \_\_\_\_\_

(найменування електростанції, підстанції)

Перевірка проводилась зразковими приладами \_\_\_\_\_  
(тип, клас точності, термін держповірки)

при температурі \_\_\_\_\_ °С, частоті \_\_\_\_\_ Гц, інших умовах \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ЗВЕДЕНО В ТАБЛИЦЮ**

N п/п	Найменування приєднання	Перевірені лічильники						Умови перевірки			Похибка δ, %	
		Тип	Номер	Клас точності	Дата держповірки	Покази ліч-ка	Коеф-ти трансформації		Напруга, В	Струм, А		cosφ
							ТС	ТН				

В результаті перевірки встановлено, що лічильник \_\_\_\_\_ відповідають  
тип, номер

(не відповідають) встановленому класу точності \_\_\_\_\_. Проведена заміна лічильників.

N п/п	Найменування приєднання	Встановлені лічильники					cos φ
		Тип	Номер	Клас точності	Дата держпов.	Показ. ліч-ка	

Під час перевірки лічильників недовипуск електроенергії склав \_\_\_\_\_ кВт.г.

Недовідпуск було обчислено \_\_\_\_\_  
(за щитовими приладами або іншою методикою)

Облік опломбовано відтискаами \_\_\_\_\_ ЕС.

Голова комісії \_\_\_\_\_

Члени комісії \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

**Елементи витрат електроенергії на власні потреби електростанцій та підстанцій.**

1. Для електростанцій:

Віднесення частки виробленої електроенергії до власних потреб здійснюється згідно з методиками з урахуванням нормативних характеристик блоків, затвердженими Мінпаливенерго.

2. Для підстанцій.

Елементи витрат на власні потреби підстанцій визначаються згідно з методиками та нормативними документами Мінпаливенерго.

**Елементи витрат електроенергії на господарські потреби електростанцій, підстанцій та електричних мереж**

1. Елементи витрат на господарські потреби електростанцій, електричних мереж та підстанцій визначаються згідно з методиками та нормативними документами Міненерговугілля України.

(пункт 1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕ від 16.08.2012р. № 1047)

**Додаток 11**  
**до Інструкції про порядок здійснення**  
**митного контролю за переміщенням**  
**електроенергії через митний кордон України**

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_ р.

**АКТ**  
**про реєстрацію показів лічильників електроенергії, що переміщується через митний кордон України**

Підстава: наказ Держмитслужби України та Мінпаливенерго України від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

Комісія в складі:  
Представника ЕС \_\_\_\_\_

Представника митного органу \_\_\_\_\_

Цим актом встановлено, що за \_\_\_\_\_ 200\_ р. покази лічильників на прикордонному пункті \_\_\_\_\_  
(місяць) (назва електростанції або підстанції)

електроенергії через прикордонний пункт \_\_\_\_\_  
назва електростанції або підстанції

мають такі значення:

N п/п	Назва лінії	№ лічильника	Напрямок перетоку	Покази лічильника		Різниця показів лічильника	Коефіцієнт лічильника	Кіл-ть електроенергії облікованої лічильником тис. кВт/г.	Примітка
				на 0 г. 1-го числа звітнього місяця	на 24 г. останнього числа звітнього місяця				
			віддача						
			прийом						

Представник ЕС \_\_\_\_\_  
(підпис, ініціали, прізвище)

Представник митного органу \_\_\_\_\_ ОНП  
(підпис, ініціали, прізвище)

**Додаток 12**  
**до інструкції про порядок здійснення**  
**митного контролю за переміщенням**  
**електроенергії через митний кордон**  
**України**

„\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 200 р.

**АКТ**  
**про обсяги електроенергії, що переміщується через митний кордон України**  
\_\_\_\_\_ **регіон**

Підстава: наказ Держмитслужби України та Мінпаливенерго України

від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

Комісія в складі:  
представника ЕС \_\_\_\_\_

представник митного органу \_\_\_\_\_

Цим актом встановлено, що за \_\_\_\_\_ 200 р. обсяги переміщення  
(місяць)

електроенергії через митний кордон у \_\_\_\_\_ регіоні  
(назва регіону)

мають такі значення:

№з/п	Назва лінії	Напрямок перетоку	Кількість електроенергії тис. кВт/год	Примітка
		віддача		
		приймання		
		Віддача		
		Приймання		
Усього		Віддача	Сума	
		Приймання	Сума	

Представник ЕС \_\_\_\_\_ М.П.  
(підпис, ініціали, прізвище)

Представник митного органу \_\_\_\_\_ ОНП  
(підпис, ініціали, прізвище)

### **Порядок**

**розрахунків обсягів перетікання електричної енергії між суміжними суб'єктами ОРЕ, пов'язаних з порушенням роботи вимірювальних комплексів комерційного обліку.**

#### **1. Загальні положення.**

1.1. Зазначений порядок складено з врахуванням основних положень цієї інструкції.

1.2. Порядок визначає алгоритми розрахунків величин недообліку (переобліку) перетікань електричної енергії між суб'єктами ОРЕ, що виникають внаслідок порушення роботи вимірювальних комплексів (ВК), в тому числі при виявленні факторів, що приводять до зростання систематичних похибок вимірювань (перенавантажень та недонавантажень вторинних ланцюгів ТС та ТН, втрати напруги на вторинних ланцюгах ТН, нерівномірність розподілу навантажень по фазах, малих значень коефіцієнту потужності вторинного навантаження  $\cos \phi$  (менше 0.5) тощо).

1.3. Розрахунок недообліку (переобліку) електричної енергії виконується тільки при виявленні та засвідченні недостовірності даних ВК комерційного обліку електричної енергії актом технічної перевірки цих ВК, підписаного уповноваженими представниками суміжних ліцензіатів та графіків навантажень за той день, коли сталися порушення та за попередній день, що являються обов'язковими додатками до акту. Факт перевищення допустимої величини небалансу електричної енергії на об'єкті не може бути підставою для перерахунків.

1.4. У випадках, коли відновлення працездатності ВК (вихід з ладу ТС, ТН) відкладається з певних причин\* на деякий час, але не більше 3-х місяців, в акті розрахунку недообліку робиться запис про методику визначення обсягів електричної енергії на можливий період такого споживання згідно з п.2.2. Якщо працездатність ВК не відновлено у визначені терміни, необхідно керуватись п.12.8 Інструкції про порядок здійснення розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України (ІПР).

Наприклад, до заміни трансформатора струму обсяг спожитої електричної енергії за місяць розраховувати за середньо добовими витратами попереднього розрахункового місяця. Такі дані необхідно щоденно відображати в макеті 30817 та в звіті за 10,20 днів та за місяць відповідно.

1.5. За особливих обставин, що виключають можливість застосування зазначених нижче варіантів розрахунку, зацікавлені сторони за взаємною домовленістю можуть використовувати й інші способи визначення недообліку (переобліку) електричної енергії.

\* внесення змін в інвестиційну програму, проведення тендерів на придбання ТС, ТН.

1.6. Порядок не застосовується для ВК, включених до складу АСКОЕ.

2. Розрахунок обсягів електричної енергії при виявленій недостовірності даних ВК комерційного обліку електричної енергії, пов'язаної з недосконалістю обліку електричної енергії.

2.1. У разі виявлення недостовірності даних комерційного обліку електричної енергії, що пов'язані з неправильним розрахунком обсягів електричної енергії (помилковий коефіцієнт, помилки при знятті показів лічильника або в розрахунку тощо), величина недообліку (переобліку) визначається відносно повторно визначених вірних або правильно розрахованих значень за розрахунковий період, коли мала місце зазначена причина.

2.2. У випадку виявлення порушень у схемі вторинних кіл або несправності лічильників комерційного обліку електричної енергії, в тому числі зупинки лічильників комерційного обліку, несанкціонованої зміни даних параметризації багатофункціональних лічильників комерційного обліку або виходу з ладу програмного забезпечення багатофункціональних лічильників, що призвели до недостовірності даних ВК комерційного обліку величина обсягів визначається у зазначеній нижче послідовності за:

2.2.1. Показами дублюючого лічильника комерційного обліку електричної енергії (при його наявності та відповідності вимогам нормативно-технічної документації) згідно п.2.10 ІКО;

Для випадків, коли облік електричної енергії здійснюється багатофункціональними лічильниками, величина недообліку визначається на підставі фактичних значень півгодинних графіків навантажень, даних само діагностики та автозчитування дублюючого лічильника. Добові та місячні покази лічильників електричної енергії використовувати в якості контрольних.

2.2.2. Показами лічильника технічного обліку електричної енергії на протилежному кінці приєднання з врахуванням розрахункових втрат електричної енергії;

2.2.3. Погодинними значеннями телевимірювань (ТВ) активної потужності або струму та напруги на приєднанні, зафіксованих в оперативно-інформаційних комплексах (ОІК) та скорегованих з урахуванням коефіцієнту відносної похибки даного ТВ по формулі:

$$k_{ТВ} = \frac{W_{Л}}{W_{ТВ}},$$

де  $W_{л}$  – обсяг перетікань електричної енергії, зафіксований лічильником за період, що передує тому, в якому виник недооблік;

$W_{ТВ}$  – сума погодинних значень ТВ за той же період, визначених за даними ОІК за формулами:  
– у разі наявності телевимірювань активної потужності

$$W_{ТВ} = \sum_i P_i \cdot \frac{T_{KB}}{3600};$$

де  $P_i$  – поточні значення активної потужності на приєднанні

– у разі відсутності телевимірювань активної потужності

$$W_{ТВ} = \sum_i U_i \cdot I_i \cdot \cos\varphi \cdot \frac{T_{KB}}{3600} \text{ або } W_{ТВ} = U_{CP} \cdot \sum_i I_i \cdot \cos\varphi \cdot \frac{T_{KB}}{3600},$$

де  $T_{KB}$  – період квантування, с;

$U_{CP}$  – середньоексплуатаційний рівень напруги за даними режимних вимірів або визначений за формулою  $U_{CP} = 1,01 \cdot U_{НОМ}$  (застосовується у разі відсутності телевимірювань напруги);

$U_i$  – поточне значення напруги на приєднанні;

$I_i$  – поточне значення струму на приєднанні;

$\cos\varphi$  – визначається за даними про обсяги перетікання активної та реактивної електричної енергії по приєднанню за попередній період, отриманими з лічильника, або замінюється усередненими значеннями, наведеними в ГНД 34.09.104-2003;

2.2.4. Показами лічильників на паралельному приєднанні (з врахуванням розподілу навантаження за останній розрахунковий період).

Паралельними приєднаннями в зазначеному випадку вважаються:

- лінії без відгалужень, які протягом всього розрахункового періоду були підключені своїми початками та кінцями, відповідно, на одні й ті самі системи (секції) шин, або на різні системи (секції), але з підключенням на протязі розрахункового періоду через шиноз'єднувальний (секційний) вимикач;

- автотрансформатори (трансформатори), які протягом всього розрахункового періоду були підключені своїми сторонами високої, середньої та низької напруги, відповідно, до одних і тих самих систем шин (секцій), або на різні системи (секції), але з підключенням протягом всього розрахункового періоду через шиноз'єднувальний (секційний) вимикач;

Зазначений метод можливий для використання у випадку, якщо сумарний графік навантаження співвідноситься з графіком окремого паралельного приєднання.

У випадку паралельних відгалужень, що живлять тупикові підстанції необхідно врахувати обсяги електричної енергії, спожиті на зазначених підстанціях;

2.2.5. Середньодобовою величиною обліку електричної енергії для зазначеного лічильника за попередній розрахунковий період в разі відсутності змін у режимі роботи приєднання, на якому виник недооблік у звітному та попередньому до звітного розрахункових періодах.

Для випадків, коли облік електричної енергії здійснюється багатофункціональними лічильниками, величина недообліку визначається на підставі фактичних значень півгодинних графіків навантажень, даних самодіагностики та автозчитування.

2.2.6 Іншим, погодженим зацікавленими сторонами, методом.

2.3. Період недообліку (переобліку) визначається, починаючи з 00<sup>00</sup> доби, коли виникла недостовірність комерційного обліку, до 24<sup>00</sup> доби, коли достовірність обліку було відновлено. При цьому у звітному балансі електричної енергії за місяць та інших документах кінцеві Покази лічильника до виникнення недообліку (переобліку) фіксуються на 00<sup>00</sup> доби, в якій виник недооблік (переоблік), а початкові покази лічильника після усунення недообліку фіксуються на 24<sup>00</sup> доби, протягом якої його було усунено. Величину недообліку (переобліку) електричної енергії необхідно скоригувати з урахуванням обсягу електричної енергії, врахованого системою комерційного обліку протягом доби, коли виникла недостовірність комерційного обліку, та доби, коли достовірність обліку було відновлено (при наявності відповідних даних).

Для випадків, коли облік електричної енергії здійснюється багатофункціональними лічильниками, період недообліку визначається на підставі фактичних значень півгодинних графіків навантажень, даних само діагностики та автозчитування.

Приклади визначення величини недообліку по п.п.2.2.1- 2.2.5 наведені в Додатку.

2.4. Період недообліку (переобліку) визначається на підставі аналізу первинної бази даних лічильника, отриманої за допомогою переносної ЕОМ або АСКОЕ та фіксується в акті технічної перевірки приладів обліку.

2.5. У випадках, якщо порушення в роботі ВК комерційного обліку виникли в період, що перевищує термін зберігання бази даних лічильником, суб'єкти ОРЕ можуть надати графіки навантажень згідно з п.1.3 з архівів баз даних при умові їх ведення.



2.6. У випадку, коли точка продажу для суміжних ліцензіатів збігається з точкою продажу Споживача, механізм розрахунків недообліку регулюються договірними відносинами із Споживачем та ПКЕЕ.

3. Врахування систематичних похибок вимірювальних трансформаторів струму і напруги та втрат напруги у вторинних колах трансформаторів напруги при визначенні обсягів перетікання електричної енергії.

3.1. Врахування систематичних похибок вимірювальних трансформаторів струму і напруги та втрат напруги у вторинних колах трансформаторів напруги здійснюється у відповідності до нормативного документу Мінпаливенерго України “Метрологія. Кількість електричної енергії та електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань. МВУ 031/08-2007 (Методика).

3.2. Врахування систематичних похибок вимірювальних трансформаторів струму та напруги та втрат напруги у вторинних колах трансформаторів напруги здійснюється для вузлів комерційного обліку, де впроваджено інформаційне забезпечення вимірювань електричної енергії рівня В.

3.3. Врахування систематичних похибок вимірювальних трансформаторів струму та напруги та втрат напруги у вторинних колах трансформаторів напруги при визначенні обсягів перетікання електричної енергії здійснюється шляхом введення відповідних поправки та поправочного коефіцієнту (п.5.2 Методики):

$$W = \Delta N \cdot kU \cdot kI \cdot kPI + P(W),$$

де  $\Delta N$  – різниця показів лічильника електричної енергії в кінці та на початку інтервалу часу (розрахункового періоду), кВт;

$kU$  – номінальний коефіцієнт трансформації трансформатора напруги;

$kI$  – номінальний коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$kPI$  – поправочний коефіцієнт, визначений згідно з п.12.3.4 Методики;

$P(W)$  – поправка, визначена згідно з п.12.3.5 Методики, кВт.

3.4. Результати розрахунку поправок та поправочних коефіцієнтів для кожного вузла комерційного обліку, де впроваджено інформаційне забезпечення вимірювань електричної енергії рівня В, оформлюється відповідним актом.

3.5. Врахування систематичних похибок вимірювальних трансформаторів струму та напруги та втрат напруги у вторинних колах трансформаторів напруги при визначенні обсягів перетікання електричної енергії здійснюється щомісячно.

4. Погодження величини недообліку (переобліку) електричної енергії.

4.1. Розрахунок величини недообліку (переобліку) електричної енергії виконується згідно з розділами 2, 3 в десятиденний термін з дня виявлення порушень у роботі ВК та оформлюється відповідним актом. Акт розрахунку обсягу недообліку (переобліку) електричної енергії необхідно погодити з усіма сторонами, для яких точка обліку використовується для розрахунків. В акті розрахунку обсягу недообліку (переобліку) за підписами усіх зацікавлених сторін зазначається період, протягом якого здійснюватиметься врахування недообліку. У випадку не оформлення Акту розрахунку обсягу недообліку (переобліку) електричної енергії у десятиденний термін, необхідно керуватись п.12.8 ІПР.

4.2. Величина недообліку (переобліку) електричної енергії фіксується окремим рядком в “Акті виробітку та відпуску електричної енергії на електростанції” (Додаток 4 до ІКО) або “Акті про складання балансу електричної енергії на підстанції” (Додаток 6 до ІКО) та у «Відомості про покази лічильників та витрати електричної енергії на межі між ліцензіатами».

4.3. Якщо порушення в роботі засобів обліку та розрахунок недообліку (переобліку) електричної енергії відбулось в поточному розрахунковому місяці, то його врахування виконується до завершення цього розрахункового місяця.

В інших випадках при врахуванні недообліку (переобліку) електричної енергії необхідно керуватись п.3.1.6 ІПР.

5. Механізм врахування недообліку

5.1 Акт розрахунку обсягу недообліку (переобліку), погоджений суміжними ліцензіатами, надається Головному оператору.

Визначається погодинне значення обсягу недообліку (переобліку) електричної енергії за формулою:

$$W_{\text{недообл}}^{\text{год}} = \frac{W_{\text{недообл}}}{N_{\text{год}}},$$

$W_{\text{недообл}}^{\text{год}}$  - погодинне значення обсягу недообліку (переобліку), кВтг;

$W_{\text{недообл}}$  - обсяг недообліку (переобліку) за актом визначення недообліку, кВтг;

$N_{\text{год}}$  - кількість годин у періоді протягом якого здійснюватиметься врахування недообліку.

5.2. Розраховані значення погодинного недообліку (переобліку) електричної енергії передаються суб'єктом ОРЕ з ознакою ручного вводу відповідно до порядку взаємодії Головного оператора та операторів АСКОЕ суб'єктів Оптового ринку електричної енергії при підготовці даних комерційного обліку для розрахунків.

5.3. На перехідному етапі до впровадження АСКОЕ кожної доби протягом зазначеного періоду здійснюється врахування у макеті 30817 обсягу недообліку (переобліку) електроенергії. Для цього до щогодинних значень відповідних строк макету додаються щогодинні значення недообліку (переобліку) електричної енергії:

$$W_{(30817)недообл}^{год} = W_{(30817)}^{год} + W_{недообл}^{год}, \text{ де}$$

$W_{(30817)недообл}^{год}$  - щогодинні обсяги витрат електричної енергії з урахуванням обсягу недообліку, кВтг.

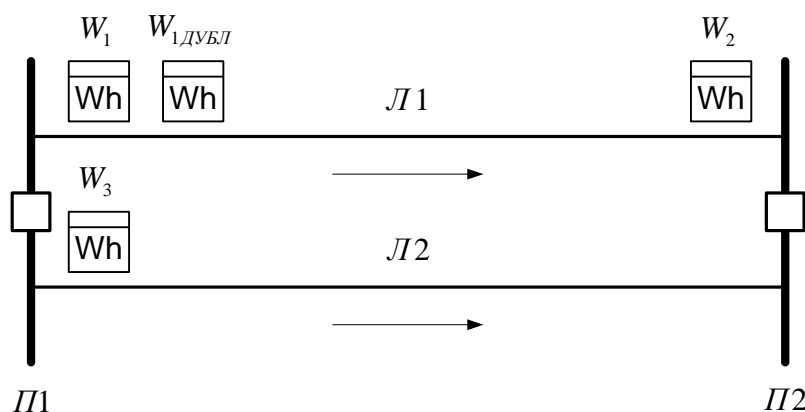
$W_{(30817)}^{год}$  - щогодинні обсяги витрат електричної енергії без урахування обсягу недообліку, кВтг.

5.4. При складанні звітних балансів електричної енергії за об'єктом, на якому стався недооблік, враховується додатковий обсяг електричної енергії з відповідним знаком, який наростаючим підсумком відповідає даним, врахованим у макеті 30817.

#### Додаток

Визначення величини недообліку електричної енергії при виявленні недостовірності даних комерційного обліку електричної енергії, пов'язаної з недосконалістю обліку електричної енергії

Фрагмент схеми обліку:



де  $W_1$ ,  $W_3$  – лічильники комерційного обліку, що фіксують обсяги перетікання електричної енергії з підстанції П1 по паралельних повітряних лініях Л1, Л2;

$W_2$  – лічильник технічного обліку, що фіксує обсяг перетікання електричної енергії по повітряній лінії Л1 на її протилежному кінці (на підстанції П2);

$W_{ДУБЛ}$  – дублюючий лічильник комерційного обліку, що фіксує обсяг перетікання електричної енергії з підстанції П1 по повітряній лінії Л1.

Черговий персонал підстанції П1 при знятті добових показів лічильників 04.02.2007 о 0<sup>00</sup> зафіксував несправність системи комерційного обліку  $W_1$  приєднання Л1 на підстанції П1. 06.02.2007 о 17<sup>00</sup> несправність системи комерційного обліку було усунено. Необхідно визначити величину недообліку по лічильнику  $W_1$ .

Вихідні дані:

1. Витрати електричної енергії, зафіксовані лічильниками  $W_1$ ,  $W_2$ ,  $W_3$ ,  $W_{ДУБЛ}$  за даними звітного балансу електричної енергії за січень 2007 року, тис. кВтг:

Лічильник	$W_1$	$W_2$	$W_3$	$W_{ДУБЛ}$
Витрати електричної енергії	8 700	8 550	8 980	8 650

2. Щодобові витрати електричної енергії за даними графіка навантаження електронного лічильника або журналу щоденних записів показів лічильників на підстанціях П1 і П2, тис. кВтг:

Дата/Лічильник	$W_1$	$W_2$	$W_3$	$W_{ДУБЛ}$
02.02.2007	282	274	295	280
03.02.2007	32	286	310	290
04.02.2007	0	255	273	260
05.02.2007	0	290	312	294
06.02.2007	107	270	286	276
07.02.2007	250	242	262	249

3. Щогодинні значення телевимірювань активної потужності по приєднанню Л1 на підстанції П1 за даними ОІК, тис. кВтг:

Година/Дата	03.02.2007	04.02.2007	05.02.2007	06.02.2007
01	9	8	10	8
...	...	...	...	...
24	10	10	10	10
Всього:	290	270	300	280

4. Інтегроване значення телевимірювань активної потужності по приєднанню Л1 на підстанції П1 за даними ОІК за січень 2007 року  $W_{ITB} = 9040$  тис. кВтг.

5. Згідно з даними записів у журналі добових показів лічильників на підстанції П1, несправність системи комерційного обліку  $W_1$  зареєстровано протягом 03.02.2007, тому період недообліку приймається з 0<sup>00</sup> 03.02.2007 до 24<sup>00</sup> 06.02.2007.

6. Обсяг електричної енергії, врахований системою комерційного обліку протягом доби, коли виникла недостовірність комерційного обліку, становить 32 тис.кВтг; обсяг електричної енергії, врахований системою комерційного обліку, коли достовірність було відновлено, становить 107 тис.кВтг.

Розрахунок недообліку:

1. За показами дублюючого лічильника  $W_{1ДУБЛ}$  (п. 2.2.1):

$$\Delta W_{2.2.1} = 290 + 260 + 294 + 276 - 32 - 107 = 981 \text{ тис. кВтг.}$$

2. За показами лічильника  $W_2$ , встановленого на протилежному кінці приєднання, з урахуванням втрат електричної енергії (п. 2.2.2):

$$\Delta W_{2.2.2} = 286 + 255 + 290 + 270 + 35 - 32 - 107 = 997 \text{ тис. кВтг,}$$

де 35 тис. кВтг – втрати електричної енергії у повітряній лінії Л1, розраховані згідно з Методикою по визначенню втрат електричної енергії у трансформаторах та лініях електропередач.

3. За погодинними значеннями телевимірювань активної потужності, зафіксованих в ОІК (п. 2.2.3):

$$\Delta W_{2.2.3} = (290 + 270 + 300 + 280) \cdot 8700/9040 - 32 - 107 = 958 \text{ тис. кВтг,}$$

де 8700/9040 – коефіцієнт відносної похибки телевимірювань активної потужності по приєднанню Л1 на підстанції П1, який розраховано за фактичними витратами електричної енергії за січень 2007 року та інтегрованим значенням телевимірювань активної потужності за той же період.

4. За показами лічильника  $W_3$  на паралельному приєднанні з урахуванням розподілу навантаження за останній розрахунковий період (п. 2.2.4):

$$\Delta W_{2.2.4} = (310 + 273 + 312 + 286) \cdot 8700/8980 - 32 - 107 = 1005 \text{ тис. кВтг,}$$

де 8700/8980 – коефіцієнт розподілу навантаження між паралельними повітряними лініями Л1, Л2 за попередній період (січень 2007 року).

5. За середньодобовою величиною обсягу перетікання електричної енергії по приєднанню за попередній період (п. 2.2.5):

$$\Delta W_{2.2.5} = 8700/31 \cdot 4 - 32 - 107 = 984 \text{ тис. кВтг.}$$

При цьому за попередній період обрано січень 2007 року, протягом якого Л1 знаходилася під навантаженням (31 – кількість днів у січні, 4 – тривалість періоду недообліку, днів).