Додаток

до Методики визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії для операторів систем розподілу, які перейшли на стимулююче регулювання

**ПОРЯДОК**

**визначення стану забезпечення ліцензіатами умов першого регуляторного періоду**

**I. Загальні положення**

1. Мета Порядку

1.1. Цим Порядком передбачено процедуру визначення стану забезпеченняліцензіатом умов першого регуляторного періоду, передбачених пунктом 2 постанови № 1029, та стану виконання параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання, встановлених постановою № 1009,що здійснюється за результатом п’яти років першого регуляторного періоду та за результатом шести років першого регуляторного періоду (окремо).

1.2. Метою Порядку є фіксація стану виконання зобов’язань ліцензіата в частині стану виконання плану заходів із забезпечення достовірності даних для моніторингу якості послуг, інвестування в розвиток мереж, зниження витрат електричної енергії у мережах та скорочення операційних контрольованих витрат тощо.

## 1.3. Дані, що містяться у таблицях 1 – 8 до цього Порядку, з урахуванням підтвердних матеріалів та пояснень до них, заповнюється та надаються ліцензіатом під час підготовки матеріалів до проведення заходів контролю. Відповідальність за достовірність даних несе ліцензіат.

## II. Нормативно-правова база

2.1. Перевірка здійснюється з урахуванням:

постанови НКРЕ від 26.07.2013 № 1029;

постанови НКРЕ від 23.07.2013  № 1009;

Порядку № 1175;

Порядку № 955;

інших нормативно-правових актів НКРЕКП;

внутрішніх нормативних і технічних документів ліцензіата.

## III. Дані для фіксації

3.1. Стан виконання ліцензіатом плану заходів із забезпечення достовірності даних для моніторингу якості послуг у частині створення системи реєстрації перерв в електропостачанні в електричних мережах ліцензіата на рівнях напруги 6 – 150 кВ (автоматичне реєстрування аварійних та планових перерв в електропостачанні), передбаченого пунктом 2 постанови № 1029.

3.2. Стан фактичного показника SAIDI у порівнянні з розрахунковим SAIDI (цільового завдання) протягом першого регуляторного періоду згідно з підпунктами 7 та 8 пункту 1 постанови № 1009.

3.3. Стан виконання ліцензіатом зобов'язань щодо щорічного інвестування в обсягах, передбачених пунктом 2 постанови № 1029.

3.4. Стан щорічного зниження ліцензіатом витрат електричної енергії у мережах згідно з підпунктами 5 та 6 пункту 1 постанови № 1009.

3.5. Стан щорічного скорочення ліцензіатом операційних контрольованих витрат згідно з підпунктом 3 пункту 1 постанови № 1009 та визначення частки обґрунтованої економії контрольованих операційних витрат попереднього регуляторного періоду.

## IV. Перевіркою фіксується достовірність заповнення консолідованих даних періоду, що перевіряється

Показники, що фіксуються в акті перевірки, заповнюються ліцензіатом за результатом п’яти років першого регуляторного періоду та окремо за результатом шести років першого регуляторного періоду (за період з першого по четвертий роки першого регуляторного періоду показники фіксуються на підставі форм звітності та за даними результатів заходів контролю за попередні періоди).

4.1. Стан виконання ліцензіатом плану заходів із забезпечення достовірності даних для моніторингу якості послуг, наданого ліцензіатом до НКРЕКП (зі змінами).

4.1.1. Фактичний рівень забезпечення реєстрації перерв в електропостачанні в автоматичному режимі на рівнях напруги 0,4 – 150 кВ для ліцензіата на відповідний рік у %, у вигляді таблиць 1 та 2.

Таблиця 1

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування показників | 1 рік першого регуляторного періоду | 2 рік першого регуляторного періоду | 3 рік першого регуляторного періоду | 4 рік першого регуляторного періоду | 5 рік першого регуляторного періоду | 6 рік першого регуляторного періоду |
| Кількість перерв в електропостачанні, одиниць, усього, у тому числі: |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 110/150 кВ, одиниць |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 27, 5 – 35 кВ, одиниць |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 6 – 20 кВ, одиниць |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 0,4 кВ, одиниць |  |  |  |  |  |  |
| Кількість перерв в електропостачанні, зафіксована в автоматичному режимі, одиниць, усього, у тому числі: |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 110/150 кВ, одиниць |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 27, 5 – 35 кВ, одиниць |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 6 – 20 кВ, одиниць |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 0,4 кВ, одиниць |  |  |  |  |  |  |
| Відсоток автоматичної фіксації перерв в електропостачанні\*, %, усього, у тому числі: |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 110/150 кВ, % |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 27, 5 – 35 кВ, % |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 6 – 20 кВ, % |  |  |  |  |  |  |
| на рівні напруги 0,4 кВ, % |  |  |  |  |  |  |

\* фактичний рівень автоматичної фіксації перерв в електропостачанні на рівні напруги 0,4 кВ не використовується під час розрахунку відсотка автоматичної фіксації перерв в електропостачанні

Таблиця 2

Станом на кінець періоду, що перевіряється

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Первинна напруга центру живлення (ПС/РП/ТП), кВ** | **Вторинна напруга центру живлення (ПС/РП/ТП), кВ** | **Кількість відхідних ліній від центру живлення** | | | **Кількість приєднаних споживачів (абонентів)** | | | | | |
| Усього, | у тому числі з автомати зованою фіксацією перерв на рівні вторинної напруги | % | Усього | у тому числі з автомати-зованою фіксацією перерв | % | На рівні вторинної напруги | | |
| Усьо го | у тому числі з автомати-зованою фіксацією перерв | % |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 110 (150) | 110 (150) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 110 (150) | 35 (27,5) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 35 (27,5) | 35 (27,5) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 110 (150) | 10 (6, 20) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 35 (27,5) | 10 (6, 20) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 (6, 20) | 10 (6, 20) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 110 (150) | 0,4 (0,2) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 35 (27,5) | 0,4 (0,2) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 (6, 20) | 0,4 (0,2) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0,4 (0,2) | 0,4 (0,2) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Загальна кількість приєднаних споживачів (абонентів)** | | | | |  |  |  |  |  |  |
| Загальна кількість | Рівень напруги, кВ | | | |  |  |  |  |  |  |
| 110 (150) | 35 (27,5) | 10 (6, 20) | 0,4 (0,2) |  |  |  |  |  |  |
| 1=2+3+4+5 | 2 | 3 | 4 | 5 |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

4.1.2. Стан виконання ліцензіатом зобов'язань щодо плану заходів із забезпечення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг у частині створення систем реєстрації відключень в електричних мережах   
6 – 150 кВ відображається відповідно до таблиці 3 разом із поясненнями ліцензіата щодо шляхів досягнення та стану виконання кожного критерію.

Таблиця 3

| **№ з/п** | **Критерій перевірки** | **Опис вимоги** | **Підтверджувальні документи/докази** | **Висновок за результатом перевірки\*** (станом на кінець звітного року першого регуляторного періоду) | **Примітки** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1\* | Наявність затвердженого плану заходів із забезпечення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг | Ліцензіатом затверджено план заходів щодо запровадження системи реєстрації відключень | Наказ, план заходів | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 2\* | Фактичне запровадження системи реєстрації відключень в електричних мережах 6 – 150 кВ | Система впроваджена та введена в постійну експлуатацію | Акти введення в постійну експлуатацію | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 3\* | Кількість об’єктів інформаційно об’єднаних із системою | Система охоплює та автоматично фіксує події в електричні мережі напругою 6 – 150 кВ | Перелік об’єктів, схеми мереж | 1. К-ть ПС 150/110/30/10 кВ  усього:  включених до системи:  не включених до системи:  2. К-ть РП  усього:  включених до системи:  не включених до системи:  3. К-ть ТП  усього: включених до системи  не включених до системи | \*\* |
| 4\* | Джерела для автоматичного отримання інформації про події | Реєстрація відключень здійснюється відповідною системою в автоматичному режимі | Скріншоти з відповідної системи | SCADA (телемеханіка): ☐ так ☐ ні  АСКОЕ: ☐ так ☐ ні  Датчики фіксації відключень☐ так ☐ ні  Інше (зазначити) ☐ так ☐ ні | \*\* |
| 5\* | Фіксація часу відключення | Система у автоматичному режимі фіксує час початку та закінчення кожного відключення | Логи подій, скріншоти | ☐ так ☐ ні | \*\* |
| 6\* | Ідентифікація об’єкта | Система містить унікальну назву (ідентифікатор) елементів мережі з прив’язкою користувачів до цих елементів | Демонстрація інтерактивної моделі електричних мереж з актуальною інформацією про відключення (скріншо ти) | ☐ так  ☐ ні  ☐ частково | \*\* |
| 7\* | Розмежування планових і аварійних відключень | Система дозволяє класифікувати тип відключення | Налаштування, відповідний маркер у системі | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 8\* | Захист даних | Дані захищені від несанкціонованого втручання. Кожний вхід у систему має бути зафіксований системою | Наявність технічної документації щодо політики доступу | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 9\* | Архівування даних | Забезпечено зберігання історичних даних | Демонстрація можливості перегляду архіву, (скріншоти) | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 10\* | Достовірність даних | Дані системи відповідають диспетчерським журналам | Порівняльний аналіз відповідних джерел | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 11\* | Формування звітності | Можливість автоматичного формування звітів для НКРЕКП | Зразки автоматично сформованих звітів відповідно до вимог НКРЕКП | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 12\* | Використання для показників якості | Дані застосовуються для розрахунку показників якості | Розрахунки SAIDI/SAIFI | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 13\* | Визначення тривалості | Автоматичний розрахунок тривалості відключення | Звіти системи | ☐ так  ☐ ні | \*\* |
| 14\* | Доступність для регулятора | Дані надаються НКРЕКП у встановленому порядку | Листування, звіти | ☐ так  ☐ ні | \*\* |

Кожен з пунктів має містити описову частину із детальними поясненнями ліцензіата щодо шляхів виконання та дослідження виконання відповідної вимоги:

1\* Під час перевіркиліцензіат має надати розпорядчий документ (наказ, рішення), яким затверджено план заходів із впровадження системи реєстрації відключень електричної енергії. При цьому в акті зазначається: дата та номер документа; чинність документа на дату перевірки; реквізити листа про надання цього плану до НКРЕКП.

2\* Ліцензіатом надається акт введення системи в дослідну та промислову (постійну) експлуатацію, який має містити дату та номер.

3\* Ліцензіатом надається інформація про фактичну кількість об’єктів (ПС, РП та ТП), що знаходяться у нього на балансі та які охоплюються системою в автоматичному режимі. У разі невідповідності кількості об’єктів, які знаходяться на балансі ліцензіата та які передбачені планом, інформація з поясненнями зазначається окремо. У разі неповного охоплення системою в автоматичному режимі об’єктів, які передбачені планом ліцензіатом надаються пояснення про причини невиконання плану.

4\* Згідно з інформацією ліцензіата фіксуються джерела отримання в автоматичному режимі інформації про відключення елементів електромереж. Зазначається інформація про наявність/відсутність ручного коригування.

5\* Згідно з інформацією ліцензіата здійснюється фіксація відповідності часу початку та закінчення події, яка зафіксована системою, часу початку та закінчення події, зафіксованою в первинному джерелі інформації (лічильник, датчик, SCADA тощо).

6\* Визначається: чи настання події (відключення) має/не має однозначної прив’язки до об’єкта електричної мережі та чи мають об’єкти унікальну ідентифікацію.

7\* Визначається: чи система передбачає/не передбачає класифікацію відключень за видами. А також досліджуються: приклади планових та аварійних відключень; порядок коригування типу подій; фіксація змін у системі.

8\* Досліджується, яким чином ліцензіатом реалізовано захист інформації в системі шляхом (розмежування прав доступу користувачів, журнали входу та дій, внутрішні документи з інформаційної безпеки тощо).

9\* Досліджується строк зберігання інформації, доступність архівних записів, повнота історичних даних.

10\* Здійснюється порівняння даних про тривалість відключень, зафіксованих системою, із записами в диспетчерському журналі. У разі наявності розбіжностей ліцензіатом надаються відповідні пояснення.

11\* Досліджується: чи формує система звітність відповідно до стандартних форм звітності та чи має можливість формувати звіти за різні періоди.

12\* Досліджується алгоритм розрахунку та відповідність вихідних даних, що використовуються для розрахунку SAIDI, SAIFI.

13\* Досліджується алгоритм розрахунку, приклади подій, відповідність часових міток зафіксованих системою та первинним джерелом інформації.

14\* Ліцензіат надає підтвердження щодо надання інформації, сформованої системою, про перерви в електропостачанні до НКРЕКП з дотриманням строків та форматів, а також повідомляє про готовність надання такої інформації за запитом.

*\*\**У разі наявності окремих зауважень чи пояснень щодо повного/неповного виконання одного із критеріїв перевірки.

4.2. Стан фактичного показника SAIDI у порівнянні з розрахунковим SAIDI (цільового завдання)протягом першого регуляторного періоду, визначеного на підставі показника індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI), що розраховується як відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, у яких було припинене електропостачання, за звітний період до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії, у вигляді таблиці 4.

Таблиця 4

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Найменування показників | 1 рік першого регуляторного періоду | 2 рік першого регуляторного періоду | 3 рік першого регуляторного періоду | 4 рік першого регуляторного періоду | 5 рік першого регуляторного періоду | 6 рік першого регуляторного періоду |
| прогнозовані (розрахункові) показники SAIDI на рівні напруги 0,4 – 20 кВ, сформовані ліцензіатом при наданні матеріалів для встановлення тарифів\* | х | х | х | х | х | х |
| *місто* |  |  |  |  |  |  |
| *село* |  |  |  |  |  |  |
| фактичні значення показника SAIDI на рівні напруги 0,4 – 20 кВ\*\* | х | х | х | х | х | х |
| *місто* |  |  |  |  |  |  |
| *село* |  |  |  |  |  |  |
| відхилення фактичного значення показника SAIDI | х | х | х | х | х | х |
| *місто* |  |  |  |  |  |  |
| *село* |  |  |  |  |  |  |

\* визначені відповідно до вимог пункту 5.19 Порядку №1175.

\*\* мають відповідати показникам, зазначеним у формі звітності № 11-НКРЕКП-якість-розподіл (квартальна) «Звіт щодо показників надійності (безперервності) електропостачання», затвердженої постановою НКРЕКП від 12.06.2018 № 374 «Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення».

У разі погіршення фактичних показників SAIDI, ліцензіат має надати обґрунтовані деталізовані причини та пояснення такого погіршення у відповідних роках.

4.3. Стан щорічного зниження ліцензіатом фактичних витрат електричної енергії у мережах.

Фіксуються дані щодо щорічного зниження фактичних витрат електричної енергії у мережах згідно з підпунктами 5 та 6 пункту 1 постанови № 1009, у форматі таблиці 5.

Таблиця 5

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Рік | Клас напруги | Економічні коефіцієнти прогнозованих технологічних витрат електроенергії (ЕКПТВЕ\*100) | Фактичні витрати електроенергії *(як співвідношення до фактичних обсягів розподілу електричної енергії)* | Різниця | Стан виконання\* |
| % | % | % | так/ні |
| Рік до переходу до стимулюючого регулювання | 1 клас |  |  |  |  |
| 2 клас |  |  |  |  |
| 1 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  |  |
| 2 клас |  |  |  |  |
| 2 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  |  |
| 2 клас |  |  |  |  |
| 3 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  |  |
| 2 клас |  |  |  |  |
| 4 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  |  |
| 2 клас |  |  |  |  |
| 5 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  |  |
| 2 клас |  |  |  |  |
| 6 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  |  |
| 2 клас |  |  |  |  |

У разі погіршення показників ліцензіат має надати обґрунтовані деталізовані причини та пояснення такого погіршення у відповідних роках.

4.4. Стан виконання ліцензіатом зобов'язань стосовно щорічного інвестування в обсягах не менше ніж річна сума амортизації та доходу від плати за реактивну енергію та 50 відсотків від прибутку на регуляторну базу активів з розподілу електричної енергії, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, згідно з інвестиційною програмою, затвердженою, погодженою та схваленою відповідно до Порядку № 955.

4.4.1. Фіксується сума невиконання інвестиційної програми, визначена відповідно до Методики визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії для операторів систем розподілу, які перейшли на стимулююче регулювання, що є додатком 29 до Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 червня 2018 року № 428.

4.4.2. Фіксуються фактичні витрати, понесені ліцензіатом у звітному році за рахунок джерел фінансування інвестиційних програм, які відповідно до постанов № 345 та № 386 визнано обґрунтованими, у форматі таблиці 6.

Таблиця 6

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Рік | Сума джерел\* **схваленої інвестиційної програми**, тис. грн (без ПДВ) | Сума **невиконання інвестиційної програми** за відповідними джерелами\*, тис. грн (без ПДВ) | **Фактичні витрати, понесені ліцензіатом у звітному році** за рахунок джерел\* фінансування інвестиційної програми, які відповідно до постанов № 345 та № 386 визнано обґрунтованими, тис. грн (без ПДВ)\*\*\*\*\* | Сума **необґрунто ваного невиконання** **інвестицій ної програми** за відповідними джерелами\*, тис. грн (без ПДВ) | Відсоток **необґрунтованого невиконання** **інвестиційної програми** за відповідними джерелами\*, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5=(3-4) | 6=(5/2)\*100% |
| *Рік до переходу до стимулюючого регулювання* |  |  |  |  |  |
| 1 рік першого регуляторного періоду |  |  |  |  |  |
| 2 рік першого регуляторного періоду |  |  |  |  |  |
| 3 рік першого регуляторного періоду |  |  |  |  |  |
| 4 рік першого регуляторного періоду |  |  |  |  |  |
| 5 рік першого регуляторного періоду |  |  |  |  |  |
| 6 рік першого регуляторного періоду\*\* |  |  |  |  |  |
| Усього \*\*\* |  |  |  |  |  |
| Усього \*\*\*\* |  |  |  |  |  |

\* джерела фінансування інвестиційних програм визначені зобов’язанням ліцензіата згідно з постановою № 1029.

\*\* вказується інформація станом на кінець останнього року першого регуляторного періоду;

\*\*\* вказується інформаціястаном на кінець п’ятого року першого регуляторного періоду;

\*\*\*\* вказується інформаціяна кінець останнього року першого регуляторного періоду;

\*\*\*\*\* до таблиці вносять дані попередніх періодів за результатами перевірок відповідних періодів.

4.5. Стан щорічного скорочення ліцензіатом операційних контрольованих витрат згідно з підпунктом 3 пункту 1 постанови № 1009 та визначення розміру частини економії контрольованих операційних витрат першого регуляторного періоду з урахуванням обґрунтованого переліку складових витрат, які відносяться до діяльності з надання послуг розподілу електричної енергії.

4.5.1. Фіксується стан скорочення ліцензіатом рівня операційних контрольованих витрат *(з урахуванням витрат, що капіталізуються при виконанні ремонтів та інвестиційної програми, та зменшення на виявлену під час перевірки фактичну суму перевищення максимального розміру заробітної плати)* із застосуванням загального показника ефективності для щорічного скорочення операційних контрольованих витрат, згідно з підпунктом 3 пункту 1 постанови № 1009 (для 2023 – 2025 років – 0 %, для 2026 року для ліцензіатів, перелік яких наведено в [додатку 32](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18#n316) до Порядку № 1175, – 0 %), у форматі таблиці 7.

Таблиця 7

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Перелік прогнозованих операцій них контрольо ваних витрат з розподілу електрич ної енергії** | **Р*ік до переходу до стимулюючого*** | **1 рік першого регуляторного періоду (1 %)** | **2 рік першого регуляторного періоду (1 %)** | **3 рік першого регуляторного періоду (0 %)** | **4 рік першого регуляторного періоду (0 %)** | **5 рік першого регуляторного періоду (0 %)** | **6 рік першого регуляторного періоду (1 %, крім ОСР з переліку додатка 32 до Порядку № 1175, - 0 %)** |
| …… |  |  |  |  |  |  |  |
| …… |  |  |  |  |  |  |  |
| …… |  |  |  |  |  |  |  |
| ***Усього, ОКВ, тис. грн*** |  |  |  |  |  |  |  |
| ***Усього, ОКВ без витрат, що не можуть бути віднесені до діяльності з розподілу електрич ної енергії, \* тис. грн*** |  |  |  |  |  |  |  |
| ***Відсоток відхилення фактичних ОКВ\* від показників попереднього року %*** |  |  |  |  |  |  |  |
| *Довідково: Прогнозований індекс цін виробників промисло вої продукції* |  |  |  |  |  |  |  |
| *Довідково: Фактичний індекс цін виробників промисло вої продукції* |  |  |  |  |  |  |  |

\*Примірний перелік операційних контрольованих витрат з розподілу електричної енергії операторів систем розподілу (зафіксовано у додатку 19 до Порядку № 1175 на дату переходу до стимулюючого регулювання).

Фактичні операційні контрольовані витрати мають враховувати обґрунтований перелік складових витрат, що відносяться до діяльності з розподілу, за вилученням, зокрема:

сум видатків ліцензіатів, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні за постановою № 345 та які за результатами заходу контролю вважаються обґрунтованими витратами;

витрат ліцензіатів, понесених внаслідок бойових дій, у період дії в Україні воєнного стану за постановою № 386, джерелами фінансування яких були вільна частина прибутку, джерела фінансування відповідних інвестиційних та ремонтних програм ліцензіата та які за результатами заходу контролю вважаються обґрунтованими витратами;

резерву сумнівних боргів;

штрафів/пені тощо.

4.5.2. Фіксується суми економії операційних контрольованих витрат з метою необхідності визначення базового рівня операційнихконтрольованих витрат на перший рік другого регуляторного періоду, відповідно до вимог пункту 5.7 Порядку № 1175, у форматі таблиці 8.

Таблиця 8

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії** | **Рік до переходу до стимулюючого регулювання** | **1 рік першого регуляторного періоду** | **2 рік першого регуляторного періоду** | **3 рік першого регуляторного періоду** | **4 рік першого регуляторного періоду** | **5 рік першого регуляторного періоду** | **6 рік першого регуляторного періоду** |
| **Рівень фактичних операційних контрольованих витрат** **(ОКВф)\*** |  |  |  |  |  |  |  |
| Фактичний рівень операційних контрольованих витрат *(форма  № 2-НКРЕКП – рядок 215, графа 2)* |  |  |  |  |  |  |  |
| Фактичний рівень капіталізованих ОКВ за рахунок витрат на ремонт. Матеріальні витрати *(форма  № 2-НКРЕКП – рядок 010, графа 9)* |  |  |  |  |  |  |  |
| Фактичний рівень капіталізованих ОКВ за рахунок витрат на ремонт. Витрати на оплату праці (форма  № 2-НКРЕКП – рядок 060, графа 9) |  |  |  |  |  |  |  |
| Фактичний рівень капіталізованих ОКВ під час виконання ІП. Матеріальні витрати, крім витрат, що фінансуються за рахунок коштів ІП *(форма № 2-НКРЕКП – рядок 010, графа 9)* |  |  |  |  |  |  |  |
| Фактичний рівень капіталізованих ОКВ за рахунок ІП. Витрати на оплату праці *(форма № 2-НКРЕКП – рядок 060, графа 9)* |  |  |  |  |  |  |  |
| **Сума уточнених операційних контрольованих витрат** **(ОКВ у)** |  |  |  |  |  |  |  |
| Уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії за попередній рік (для першого року першого періоду регулювання ОКВуt-2 = ОКВ0 ) |  |  |  |  |  |  |  |
| Середньорічний фонд оплати праці у тарифах попереднього року, що врахований у складі уточнених операційних контрольованих витрат у році t-2 (для першого року першого періоду регулювання ФОПуt-2 = ФОП0) |  |  |  |  |  |  |  |
| Фактичний (для першого регуляторного періоду – плановий) індекс цін виробників (ІЦВф) у звітному періоді, % |  |  |  |  |  |  |  |
| Фонд оплати праці (ФОП) у звітному періоді, тис. грн |  |  |  |  |  |  |  |
| Загальний показник ефективності (ПЕз), % |  |  |  |  |  |  |  |
| Коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання (КУ) |  |  |  |  |  |  |  |
| Зміна кількості умовних одиниць (ΔУО) у звітному періоді |  |  |  |  |  |  |  |
| Кількість умовних одиниць (УО) на початок звітного періоду |  |  |  |  |  |  |  |
| Кількість умовних одиниць (УО) на кінець звітного періоду |  |  |  |  |  |  |  |
| Сума економії операційних контрольованих витрат (**ЕОКВ = ОКВ у – ОКВ ф)** |  |  |  |  |  |  |  |

\* рівень фактичних операційних контрольованих витрат (ОКВф) *(з урахуванням витрат, що капіталізуються при виконанні ремонтів та інвестиційної програми та зменшення на виявлену під час перевірки фактичну суму перевищення максимального розміру заробітної плати).* Визначення рівня фактичних операційних контрольованих витрат відбувається з урахуванням виключення витрат за статями, що не пов’язані з провадженням діяльності з розподілу електричної енергії *(перелік найменування прогнозованих статей операційних контрольованих витрат зафіксовано у додатку 19 до Порядку №1175 на дату переходу до стимулюючого регулювання).*

*\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*