

**Обґрунтування**  
**до проєкту постанови НКРЕКП**  
**«Про накладення штрафу на АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»**  
**за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку**  
**електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії та**  
**здійснення заходів державного регулювання» та проєкту розпорядження «Про усунення**  
**порушень АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»**

Відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2023 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 23 листопада 2022 року № 1550 та постанови НКРЕКП від 08 червня 2023 року № 1035 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», на підставі посвідчень на проведення планової перевірки від 23 травня 2023 року № 284, від 15 червня 2023 року № 318 та від 20 червня 2023 року № 329, НКРЕКП здійснено планову перевірку дотримання АКЦІОНЕРНИМ ТОВАРИСТВОМ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) (далі – АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», Товариство) вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), за період діяльності з 01 січня 2021 року по 31 грудня 2022 року, за результатами якої складено Акт планової перевірки від 23 червня 2023 року № 286 (далі – Акт № 286).

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» листами від 29.06.2023 № 05/14240 та від 11.07.2023 № 05/15022 надало до НКРЕКП письмові пояснення до Акта № 286 (далі – Письмові пояснення).

Так, Актом № 286 встановлено та зафіксовано наступне:

№ п/п	Виявлене порушення	Суть порушення
1	<b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b>  <b>підпункту 7 пункту 2.2 глави 2 Ліцензійних умов № 1470</b>	щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;  щодо обов'язку ліцензіата надавати до НКРЕКП достовірні документи (їх копії) та інформацію (дані, відомості, звітність), необхідні для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП;

Актом № 286 зафіксовано, що відповідно до даних вхідної кореспонденції НКРЕКП **відповіді на запити НКРЕКП надані з порушенням встановленого терміну:**

Лист-роз'яснення щодо пункту 4 Порядку тимчасового приєднання від 11.05.2022 № 3504/17.1.3/7-22 **на 13 днів;**

Лист від 10.11.2022 № 14365/20.3/7-222 на заміну листа від 08.11.2022 №14100/20.3/7-22, про об'єктів споживачів, заживлених від фідерів, від яких зажив лени об'єкти критичної інфраструктури **на 1 день;**

Лист від 30.11.2022 № 15770/17.1.2/7-22 про надання інформації щодо перерв в електропостачання **на 1 день.**

**АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023**

№ 05/14240, зазначило, що у зв'язку з введенням в Україні воєнного стану згідно з Указом Президента України від 24.02.2022 № 64/2022, персонал відділу видачі технічних умов АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» з 01.03.2022 знаходився в режимі простою. Багато працівників відділу залишили територію області, у зв'язку з частими обстрілами в тому числі і інфраструктурних об'єктів. В зв'язку із вказаним відповідь на лист від 11.05.2022 № 3504/17.1.3/7-22 була надана АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» листом від 14.06.2022 № 039/11849.

На лист НКРЕКП № 1465/20.3/7-22 на заміну листа від 08.11.2022 №14100/20.3.7-22 «Про об'єктів споживачів, заживлених від фідерів, від яких заживлені об'єкти критичної інфраструктури» повідомляємо, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було надано інформацію у встановлений листом термін через десять робочих днів від дня отримання листа НКРЕКП, а саме 24.11.2022. Разом з тим, запитувану інформацію було повторно надіслано 25.11.2022 у зв'язку з отриманням повідомлення про помилку у відправленні, яка могла бути спричинена технічними проблемами у зв'язку з перемиканнями в мережі.

Відповідь на лист від 30.11.2022 № 15770/17.1.2/7-22 надана із порушенням термінів у зв'язку з тим, що було відсутнє електропостачання на сервер електронних реєстрів вихідної кореспонденції, що унеможливило реєстрацію листа-відповіді вчасно, тому був направлений до НКРЕКП 05.12.2022.

2	<p><b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>пункту 11 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>підпункту 13 пункту 2.2 глави 2 Ліцензійних умов № 1470</b></p> <p><b>підпункту 54 пункту 2.2 (у редакції, що діяла до 05.08.2022) та підпункту 60 пункту 2.2 глави 2 Ліцензійних умов № 1470</b></p> <p><b>пункту 5.5 Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до Кодексу системи передачі</b></p> <p><b>підпункту 3 пункту 8.3 глави 8 Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до Кодексу системи передачі</b></p>	<p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>в частині обов'язку оператора системи розподілу виконувати умови укладених договорів, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії;</p> <p>в частині обов'язку ліцензіата виконувати умови укладених договорів, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії;</p> <p>в частині обов'язку ліцензіата своєчасно та в повному обсязі сплачувати за послуги, що надаються на ринку електричної енергії;</p> <p>в частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за фактичний обсяг послуг з передачі електричної енергії відповідно до умов договору;</p> <p>яким визначено, що користувач зобов'язаний здійснювати вчасно та у повному обсязі оплату за послугу з передачі електричної енергії на умовах, визначених цим Договором.</p>
---	--	--

з передачі електричної енергії від 23.05.2019 № 0528-02041.

Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається за типовою формою, яка затверджується Регулятором.

Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП безперервно на підставі договору між ним та ОСР.

Оплата послуг з передачі електричної енергії здійснюється за тарифом, який встановлюється Регулятором відповідно до затвердженої ним методики.

Відповідно до пункту 5.1 Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії (далі – Типовий договір), що є додатком 6 до Кодексу системи передачі, розрахунковим періодом за цим договором є 1 календарний місяць.

Пунктом 5.2 Типового договору визначено, що Користувач здійснює поетапну попередню оплату планової вартості Послуги ОСП таким чином:

1 платіж - до 17:00 другого банківського дня розрахункового місяця у розмірі 1/5 від планової вартості Послуги, визначеної згідно з розділом 3 цього Договору. Подальша оплата здійснюється шляхом сплати 1/5 від планової вартості Послуги, яка визначена згідно з розділом 3 цього Договору, відповідно до такого алгоритму:

2 платіж - до 10 числа розрахункового місяця;

3 платіж - до 15 числа розрахункового місяця;

4 платіж - до 20 числа розрахункового місяця;

5 платіж - до 25 числа розрахункового місяця.

Пунктом 5.5 Типового договору визначено, що Користувач здійснює розрахунок за фактичний обсяг Послуги до 15 числа місяця наступного за розрахунковим (включно), на підставі рахунків, актів надання Послуги, наданих Виконавцем, або самостійно сформованих в електронному вигляді за допомогою «Системи управління ринком» (далі - СУР), або отриманих за допомогою сервісу електронного документообігу (далі - Сервіс) (автоматизована система, яка забезпечує функціонування електронного документообігу), з використанням у порядку, визначеному законодавством, електронного підпису тієї особи, уповноваженої на підписання документів в електронному вигляді.

Вартість наданої Послуги за розрахунковий період визначається до 10 числа місяця, наступного за розрахунковим (включно), на підставі даних, що надаються Адміністратором комерційного обліку (далі - АКО). Акти приймання-передачі Послуги направляються Користувачу до 12 числа місяця, наступного за розрахунковим (включно).

Корегування обсягів та вартості наданої Послуги відповідного розрахункового періоду здійснюється за уточненими даними комерційного обліку, що надаються АКО протягом 10 календарних днів з дати проведення процесу врегулювання в СУР, що здійснюється згідно з Правилами ринку.

Оплату вартості Послуги, після корегування обсягів та вартості Послуг, Користувач здійснює до 15 числа місяця, наступного за місяцем, у якому отримано акт корегування до акта приймання-передачі Послуги (включно).

Акти приймання-передачі Послуги та акти корегування до актів приймання-передачі Послуги у відповідному розрахунковому періоді ОСП направляє Користувачу в електронній формі з використанням електронного підпису (із застосуванням Сервісу) або надає Користувачу два примірники в паперовому вигляді, підписані власноручним підписом зі своєї сторони. Користувач здійснює підписання актів приймання-передачі Послуги та актів корегування до актів приймання-передачі Послуги відповідного розрахункового періоду протягом трьох робочих днів та повертає їх ОСП.

Підпунктом 3 пункту 8.3 Типового договору визначено, що користувач зобов'язаний здійснювати вчасно та у повному обсязі оплату за послугу з передачі електричної енергії на умовах, визначених цим Договором.

Відповідно до даних бухгалтерського обліку АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» та актів звірки розрахунків з НЕК «УКРЕНЕРГО» по Договору про надання послуг з передачі електричної енергії від 23.05.2019 № 0528-02041 станом на **31.12.2022** обліковується **заборгованість** АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» перед за послугу передачі електричної

енергії у сумі **грн (з ПДВ)** за договором про надання послуг з передачі електричної енергії від 23.05.2019 № 0528-02041.

Відповідно до наданих Товариством документів, а саме, платіжних інструкцій, **заборгованість у сумі **грн (з ПДВ)** погашена у повному обсязі** останнім платежем від 27.02.2023 з порушенням терміну оплати, згідно умов Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії.

Актом № 286 зафіксовано, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» **оплата вартості послуги з передачі електричної енергії здійснювалась невчасно з порушенням терміну оплати, встановленому умовами Типового договору** про надання послуг з передачі електричної енергії, про що свідчать терміни остаточної оплати заборгованості, яка виникла станом на 31.12.2022.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» завжди намагалося забезпечити повне виконання зобов'язань зі сплати послуг з передачі електричної енергії та диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, дотримуючись всіх вимог відповідних договорів, укладених з . Протягом періоду, що перевірявся, в усіх звітних місяцях 2021 та 2022 років Товариство забезпечувало стовідсоткове виконання зобов'язань, шляхом сплати зазначених послуг. Втім, вказана у Акті ситуація щодо невчасного розрахунку за фактичні обсяги послуг за грудень місяць 2022 року виникла у зв'язку із значним дефіцитом фінансових ресурсів.»*

3	<p><b>підпункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>підпункту 7 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу № 1470</b></p> <p><b>пункту 1.5 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженої постановою НКРЕКП від 18.12.2018 № 1965</b></p> <p><b>пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу № 1470</b></p> <p><b>пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу, затвердженому постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310</b></p>	<p>щодо обов'язку ліцензіата дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>щодо обов'язку ліцензіата надавати до НКРЕКП достовірні документи (їх копії) та інформацію (дані, відомості, звітність), необхідні для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, в обсягах та у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП;</p> <p>яким визначено, що оператори систем розподілу відповідають за достовірність даних, зазначених ними у формах звітності та в документах</p> <p>щодо обов'язку ліцензіата надавати послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу;</p> <p>яким визначено, що суб'єкт господарювання (згідно договору про розподіл електричної енергії - споживач електричної енергії) має право за зверненням замовника погодити приєднання електроустановок замовника до власних електричних мереж у таких випадках, зокрема, у межах договірної потужності споживання цього суб'єкта за договором про надання послуг з розподілу</p>
---	--	---

	електричної енергії у разі підключення електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії замовленою сумарною, з урахуванням існуючої потужності генерації в мережах основного споживача, до приєднання потужністю до 1 МВт (та напругою в точці приєднання, що не перевищує 20 кВ). У цьому випадку зменшення суб'єктом господарювання величини договірної потужності за договором про надання послуг з розподілу електричної енергії не вимагається. У разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується
--	---

Комісією з перевірки проведено аналіз звіту з моніторингу надання ОСП/ОСР послуг з приєднання за 2022 рік, станом на кінець 2022 року АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було в наявності **діючих 232 укладених договорів** про приєднання та відповідно **діючих виданих технічних умов**.

Згідно з вимогами пункту 1.5 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженої постановою НКРЕКП від 18.12.2018 № 1965, у звіті щодо стану надання оператором системи передачі та операторами систем розподілу послуг з приєднання відображається інформація про:

замовників, яким надано послуги з приєднання у звітному кварталі;

**замовників, для яких триває процедура надання послуги з приєднання;**

замовників, яким повернено заяви про приєднання (відмовлено у наданні послуги з приєднання);

замовників, які звернулись із заявою про приєднання до оператора системи передачі та операторів систем розподілу у звітному кварталі.

Актом № 286 зафіксовано, що згідно наданого АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» комісії з перевірки реєстру чинних технічних умов, на реалізації у ОСР знаходиться **900 чинних технічних умов**.

Зазначене свідчить про **відображення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у Звіті за 2022 рік недостовірної інформації** у частині не зазначеної у повному обсязі інформації про замовників, для яких триває процедура надання послуги з приєднання.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «Пунктами 4.2.1.-4.2.7., глави 4.2, розділу IV Кодексу систем розподілу визначено виконання комплексу робіт, для надання послуг зі стандартних приєднань та відповідно пунктами 4.3.1.-4.3.10., глави 4.3, розділу IV Кодексу систем розподілу визначено комплекс робіт, для надання послуг з нестандартних приєднань.*

*Враховуючи вищевикладене, у разі, якщо по конкретному замовнику стандартного чи нестандартного приєднання, у звітному (базовому) періоді жодного з етапів визначеного Кодексом систем розподілу комплексу робіт для надання послуг з приєднання не відбувалося, зокрема не здійснювалась оплата послуги приєднання, не проводились будівельно-монтажні роботи, інформація у Звіті щодо надання послуг з приєднання за базовий період по замовниках, які отримали технічні умови у попередні періоди, не відображалась.*

*Дотримуючись вимог пункту 4.5.11., глави 4.5, розділу IV Кодексу систем розподілу, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» веде електронний реєстр чинних технічних умов на приєднання з відображенням його на офіційному вебсайті. Уся інформація щодо чинних технічних умов оновлюється щомісячно.*

*Разом з тим, НКРЕКП листом від 06.04.2023 №3795/17.1.3/7-23, надано роз'яснення операторам систем розподілу та оператору системи передачі, щодо відображення у Звіті з моніторингу надання послуг з приєднання інформації, зокрема, по всіх чинних технічних умовах, у тому числі за договорами, які були укладені до набрання чинності Правилами приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджених постановою НКРЕКП від 17.01.2013 №32, Кодексом систем розподілу, затверджених*

постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310. Відповідно до даного роз'яснення Товариство повинно відображати інформацію про замовників, для яких триває процедура надання послуг з приєднання до електричних мереж, незалежно від дати укладення договорів про приєднання, видачі технічних умов тощо.

Отримавши дане роз'яснення, Товариством була доопрацьована інформація про чинні технічні умови, у тому числі за договорами, які були укладені до набрання чинності Правилами приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджених постановою НКРЕКП від 17.01.2013 №32, Кодексом систем розподілу, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310. Ця інформація відображається на офіційному вебсайті Товариства та у Звіті з моніторингу надання послуг з приєднання, тощо.

Надати скоригований Звіт зразу після отримання листа-роз'яснення Товариство не мало підстав тому, що п. 1.5 глави 1 Методики передбачає: «Оператори систем розподілу та оператор системи передачі мають право надавати скориговані дані, зазначені ними у формах звітності та в інформації, передбаченій у цьому пункті, виключно після проведення НКРЕКП відповідного заходу державного контролю. В інших випадках НКРЕКП не приймає до розгляду скориговані дані, надані операторами систем розподілу та оператором системи передачі.».

**Після проведення НКРЕКП заходу державного контролю, враховуючи отримане роз'яснення НКРЕКП від 06.04.2023 №3795/17.1.3/7-23, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало НКРЕКП доопрацьований Звіт з моніторингу надання послуг з приєднання за 2022 рік від 28.06.2023 №06/14104, доповнений інформацією по всіх чинних технічних умовах, у тому числі за договорами, які були укладені до набрання чинності Правилами приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджених постановою НКРЕКП від 17.01.2013 №32, Кодексом систем розподілу, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310 тощо, на електронну адресу box@nerc.gov.ua, energo2@nerc.gov.ua та паперовий екземпляр.**

З огляду на вищезазначене, враховуючи те, що при наданні Звіту з моніторингу надання послуг з приєднання за 2022 рік АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» керувалося вимогами чинних нормативних документів та, відповідно, зазначало достовірну інформацію, а також враховуючи те, що на дату даного листа Товариство листом від 28.06.2023 року №06/14104 (додаток №5 до даного листа) вже надало НКРЕКП доопрацьований Звіт з моніторингу надання послуг з приєднання за 2022 рік з урахуванням отриманих роз'яснень, просимо не вважати зазначене порушенням відповідних нормативних актів, вказаних у пункті 3.22 Акту.».

### **Щодо звернення ПП БМФ «Синевир»**

До НКРЕКП надійшло звернення ПП БМФ «Синевир» від 05.10.2021 № 12, щодо приєднання до електричних мереж об'єкта замовника.

За результатами опрацювання наданих комісії з перевірки матеріалів встановлено, що ПП БМФ «Синевир» звернувся до АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із заявою від 21.07.2021 (вх. № 10288-ТУ-1314 від 21.07.2021) про приєднання електроустановок сонячної електростанції потужністю 110 кВт (зміна технічних параметрів) до електричних мереж ОРС.

В графі «приєднання електроустановок до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР» Заяви про приєднання зазначено - «ні».

Пунктом 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу (у редакції, що була чинною на час подання заяви про приєднання електроустановок до електричних мереж), визначено, що технічні умови на нестандартне приєднання, разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунком на оплату вартості послуги з приєднання надаються замовнику не пізніше 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви про приєднання (у зазначений у заяві про приєднання спосіб обміну інформацією).

Першим робочим днем з дати реєстрації заяви про приєднання електроустановки було 22.07.2021.

З урахуванням зазначеного вище, кінцева дата надання замовнику технічних умов на нестандартне приєднання, підписаних ОСР, разом із розрахунком на оплату вартості послуги з приєднання становить 04.08.2021.

У підпункті Заяви «3. Про результати розгляду цієї заяви прошу поінформувати мене» зазначено - «за місцем подання заяви».

**02.08.2021** АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» підготувало **технічні умови** від 02.08.2021 № ТЖО-20211 нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок сонячної електростанції з ідентифікатором № 0005440208212055120000001, **розрахунок та рахунок**

**вартості плати за приєднання.** При цьому, повідомлення про готовність технічних умов було направлено замовнику АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» листом від 02.08.2021 № 096.01/10831.

Технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж, розрахунків та рахунків вартості плати за приєднання до електричних мереж АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» були отримані представником ПП МБФ «Синевир» 19.08.2021.

Слід зазначити, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не було направлено замовнику у зазначеній у заяві про приєднання спосіб обміну інформацією, а саме поштою, технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж, розрахунків та рахунків вартості плати за приєднання до електричних мереж, а направлено лише повідомлення про їх готовність, що не відповідає вимогам пункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу.

Крім того, згідно з вимогами пункту 6 технічних умов від 02.08.2021 № ТЖО-20211 нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок сонячної електростанції з ідентифікатором № 0005440208212055120000001, точка приєднання встановлена в РУ-10 кВ ТП- на кінцівках КЛ-10 кВ ЗТП- – ЗТП- , в РУ-10 кВ ТП- на кінцівках КЛ-10 кВ ЗТП- – ЗТП- до кабельної муфти. При цьому, у пункті 1.1.1 технічних умов визначено, що електропостачання сонячної електростанції виконати від РУ-0,4 кВ ТП- .

Слід зазначити, що згідно із зазначеною в технічних умовах інформацією, ТП- перебуває на балансі ПП БМФ «Синевир».

Відповідно до пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу, суб'єкт господарювання (згідно договору про розподіл електричної енергії - споживач електричної енергії) має право за зверненням замовника погодити приєднання електроустановок замовника до власних електричних мереж у таких випадках, зокрема, у межах договірної потужності споживання цього суб'єкта за договором про надання послуг з розподілу електричної енергії у разі підключення електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії замовленою сумарною, з урахуванням існуючої потужності генерації в мережах основного споживача, до приєднання потужністю до 1 МВт (та напругою в точці приєднання, що не перевищує 20 кВ). У цьому випадку зменшення суб'єктом господарювання величини договірної потужності за договором про надання послуг з розподілу електричної енергії не вимагається.

**У разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується.**

Відповідно до положень статті 55 Господарського кодексу України (далі – ГКУ) суб'єктами господарювання є, зокрема, господарські організації - юридичні особи, створені відповідно до Цивільного кодексу України, державні, комунальні та інші підприємства, створені відповідно до цього ГКУ, а також інші юридичні особи, які здійснюють господарську діяльність та зареєстровані в установленому законом порядку.

Відповідно до положень глави 2.1 розділу II Кодексу, замовник послуги з приєднання (замовник) – це фізична або юридична особа, яка письмово або іншим способом, визначеним Кодексом, повідомила ОСР про намір приєднати до електричних мереж новозбудовані електроустановки або змінити технічні параметри діючих електроустановок внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення.

Враховуючи вимоги ГКУ та Кодексу, зокрема пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу, лише **у разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується.** Тобто, для виконання приєднання згідно цих вимог суб'єктом господарювання, який не є ОСР та замовником мають бути різні юридичні особи.

Фактично, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» видало технічні умови на приєднання сонячної електростанції ПП БМФ «Синевир» від електричних мереж ПП БМФ «Синевир», а також **розрахунок та рахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»,** що вимогами пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу не передбачено.

Відповідно до підпункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу, якщо замовник не оплатив послугу з нестандартного приєднання протягом 20 днів, такий договір вважається не укладеним, а технічні умови такими, що не набрали чинності.

Згідно з інформацією, наданою Ліцензіатом листом від 15.11.2021 № 039/17880, ПП БМФ «Синевир» до 17.09.2021 не здійснено оплату вартості послуг з нестандартного приєднання згідно виставленого АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» рахунка, тому технічні умови № ТЖО-20211 нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок сонячної електростанції з ідентифікатором № 0005440208212055120000001 вважаються такими, що не набрали чинності.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «В заяві про приєднання електроустановки певної потужності до Типового договору від 21.07.2021р. Замовником була зазначена наступна інформація:*

*1. Приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР (ТАК/НІ): зазначено «ні».*

*2. Про результати розгляду цієї заяви прошу інформувати мене:*

*- за місцем подання заяви: так;*

*- електронною поштою (необхідно вказати адресу): – ;*

*- поштою (необхідно вказати поштову адресу): – ;*

*- номер мобільного телефону для отримання SMS повідомлення із логіном та паролем для доступу до особистого кабінету: – .*

*3. Повідомлення про надання послуг з приєднання прошу надати (оберіть один із запропонованих варіантів):*

*- в особистому кабінеті замовника на вебсайті ОСР (ТАК/НІ): – ;*

*- електронною поштою (необхідно вказати адресу): – ;*

*- поштою (необхідно вказати поштову адресу): – .*

*Адреса для листування: м. Житомир, вул. Заводська, 23.*

*02.08.2021р. АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (на 8 робочий день, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви про приєднання) підготувало технічні умови № ТЖО-20211 нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок сонячної електростанції ПП БМФ «Синевир» з ідентифікатором ТУ0005440208212055120000001, розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на оплату вартості послуги з приєднання і 02 серпня 2021 року відповідно до заяви Замовника було направлено повідомлення про готовність документів та можливості їх отримання за місцем додання заяви.*

*Отже, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не було порушено вимоги пункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу систем розподілу.*

*Що стосується пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу, то згідно заяви Замовника приєднання електроустановок здійснюється до мереж ОСР. Тому АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» також не було порушено вимоги пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу.*

*19.08.2021р. Замовник отримав технічні умови нестандартного приєднання, разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунком на оплату вартості послуги з приєднання.*

*Після отримання вищезазначених документів Замовник не оплатив послугу нестандартного приєднання.*

*Відповідно до підпункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу, якщо замовник не оплатив послугу з нестандартного приєднання протягом 20 днів, такий договір вважається не укладеним, а технічні умови такими, що не набрали чинності.».*

*Департамент ліцензійного контролю зазначає, що Актом № 286 зафіксовано, що пункти 1.1.1 технічних умов виданих АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» ПП БМФ «Синевир» визначено, що електропостачання сонячної електростанції виконати від РУ-0,4 кВ ТП-*

*Також Актом № 286 зафіксовано, що згідно із зазначеною в технічних умовах інформацією, ТП-894 перебуває на балансі ПП БМФ «Синевир».*

*Таким чином, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не зважаючи на інформацію зазначену в технічних умовах виданих замовнику, керуючись інформацією зазначеною в заяві замовника надло ПП БМФ «Синевир» розрахунок та рахунок вартості плати за приєднання в супереч вимогам пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу.*



*Враховуючи зазначене, Департамент ліцензійного контролю зазначає, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» порушило вимоги пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу.*

*Департамент ліцензійного контролю зазначає, що Актом № 286 зафіксовано, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не було направлено замовнику у зазначеній у заяві про приєднання спосіб обміну інформацією, а саме поштою, технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж, розрахунок та рахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж, а направлено лише повідомлення про їх готовність, що не відповідає вимогам пункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу.*

*Враховуючи вище вказане, Департамент ліцензійного контролю зазначає, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» порушило вимоги пункту пункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу.*

4	<p><b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>підпункту 7 пункту 2.2 глави 2 Ліцензійних умов з розподілу № 1470</b></p> <p><b>пункту 2.11. Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (зі змінами)</b></p>	<p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>щодо обов'язку ліцензіата надавати до НКРЕКП достовірні документи (їх копії) та інформацію (дані, відомості, звітність), необхідні для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій;</p> <p>щодо звітних даних, які наводяться у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість</p>
---	---	--

Перевіркою встановлено та Актом №286 зафіксовано, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у 2022 році виконувало заходи та були понесені витрати внаслідок військової агресії російської федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні, зокрема, витрати, пов'язані з відновленням об'єктів критичної інфраструктури,

Комісія з перевірки зазначає, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на запит комісії з перевірки листом від 21.06.2023 № 04/13575 надано інформацію (мовою документа): «Для обліку понесених витрат застосовувався рахунок 9494 «Інші операційні витрати» по окремо виділеному «Центру витрат 106050914 – «...». На рахунку 9494 «Інші операційні витрати» зазначеного ЦВ 106050914 «...» накопичувались і накопичуються по теперішній час витрати, які згідно рішень керівних органів акціонерного товариства (Правління, Наглядової Ради) здійснювались і здійснюються як

на підставі звернень, рішень керівних органів АТ про надання, первинних документів про надання послуг, передачу ТМЦ тощо. В 2022 році надана ... на загальну суму грн., в тому числі в дану суму включено сума нарахованих податкових зобов'язань з податку на додану вартість (надалі – ПДВ) ... грн.».

Також, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на запит комісії з перевірки листом від 23.06.2023 № 05/13718 надано інформацію (мовою документа): «Постановою НКРЕКП від 17.03.2022 № 345

«Щодо врахування при проведенні перевірок сум видачків ліцензіатів НКРЕКП, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні» було передбачено можливість за результатами здійснення заходів державного контролю за дотриманням суб'єктами господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов витрати ліцензіатів НКРЕКП, що були понесені ними внаслідок військової агресії Російської Федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні у разі надання НКРЕКП, документів, що підтверджують дані витрати та відсутності компенсації даних витрат з інших джерел, вважати обґрунтованими витратами.

Фінансування зазначених витрат на \_\_\_\_\_ проводилося Товариством виключно за рахунок коштів, які отримані від ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії та не фінансувалися з інших джерел. Разом з тим, на виконання вимог пункту 2.10 Інструкції щодо заповнення форми звітності №2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна), яким передбачено, що усі показники форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) мають ґрунтуватися на достовірних даних первинного (бухгалтерського) обліку, відображення таких витрат Ліцензіатом здійснювалось без зміни підходу у бухгалтерському обліку і у відображенні таких витрат, тобто у Додатку №7 «Фактичні показники інших видів діяльності ліцензіата» у статті «

». Отримавши роз'яснення комісії з перевірки, з урахуванням листа НКРЕКП від 23.03.2022 №424/14/5-22 щодо необхідності відображення витрат, що були понесені внаслідок військової агресії російської федерації проти України, у складі операційних контрольованих витрат, виникла необхідність у коригуванні звіту по формі №2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності» за січень – грудень 2022 року, у якому витрати у сумі

грн. відображено у Додатку №5 «Розшифрування операційних контрольованих витрат та операційних неконтрольованих витрат форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна)» по показнику 1.37.10 « \_\_\_\_\_ ».

Водночас, комісією з перевірки встановлено та Актом № 286 зафіксовано, що Ліцензіатом у зазначених витратах необґрунтовано враховано ПДВ на суму \_\_\_\_\_ грн та відображено у звітності № 2-НКРЕКП-розподіл розподіл електричної енергії (квартальна) в статті витрати воєнного часу пункту 1.37 «Інші (розшифрувати) пункту 1 «Операційні контрольовані витрати» Додатка 5 «Розшифрування операційних контрольованих та операційних неконтрольованих витрат форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна)», затвердженого постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 за 2022 рік в складі контрольованих витрат у повному обсязі (які входять у суму \_\_\_\_\_ грн).

Комісія з перевірки вважає \_\_\_\_\_ необґрунтованим віднесення ПРАТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» витрат на суму \_\_\_\_\_ грн до операційних контрольованих витрат у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) за 2022 рік, понесених внаслідок військової агресії російської федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні.

При цьому, комісія з перевірки вважає \_\_\_\_\_ обґрунтованим віднесення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» витрат у сумі \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) ( \_\_\_\_\_ грн – \_\_\_\_\_ грн) до операційних контрольованих витрат у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності» за 2022 рік, понесених внаслідок військової агресії російської федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні.

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «У Акті зазначено, що Комісією з перевірки встановлено, що Ліцензіатом у витратах \_\_\_\_\_ необґрунтовано враховано ПДВ на суму \_\_\_\_\_ грн. та відображено у звітності №2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) в статті витрати воєнного часу пункту 1.37 «Інші (розшифрувати) пункту 1 «Операційні контрольовані витрати» Додатка 5 «Розшифрування

операційних контрольованих та операційних неконтрольованих витрат форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна)», затвердженого постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 за 2022 рік в складі контрольованих витрат у повному обсязі (які входять у суму грн.), чим, зокрема, було порушено пункт 2.11. Інструкції щодо заповнення форми звітності №2-НКРЕКП-розподіл (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (зі змінами), щодо звітних даних, які наводяться у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість.

З огляду на зазначене варто наголосити, що будь-яка безоплатна передача активів або безоплатне надання послуг, в т.ч. і таким набувачам цієї, які не зазначені у п.69.5 розділ XX ПКУ, до дати набуття чинності ЗУ №2120-ІХ «Про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо дії норм на період дії воєнного стану» (дата набуття чинності якого 17.03.2022 року), є об'єктом оподаткування податком на додану вартість (надалі – ПДВ) за загальними правилами, керуючись п.185.1, п. 188.1 ПКУ.»

також «...при визначенні вартості таких безоплатно переданих послуг або активів, з метою коректного визначення собівартості таких послуг або активів, та на виконання вимог відповідних норм законодавства, Товариство зобов'язане було збільшити витрати по передачі таких активів або послуг на 20%. У відповідності до зазначеного, згідно з Обліковою політикою Товариства (підпункт 4 пункт 4.17.3), вся вартість наданої у вигляді безоплатно наданих послуг або активів визнається витратами періоду і включається до складу інших операційних витрат, тобто вищезазначена сума грн., оскільки вона як раз і виникла внаслідок безоплатної передачі активів та надання послуг таким набувачам, які зазначені у даному абзаці, не є податком, як таким, а є частиною витрат Товариства по наданню такої

**Департамент ліцензійного контролю** зазначає, що пунктом 2.11. Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (зі змінами) визначено, що звітні дані у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) вказуються **без урахування податку на додану вартість**.

**Департамент ліцензійного контролю**, розглянув лист АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНРГО» від 14.07.2023 № 05/15448 до обґрунтування та проекту постанови та проекту розпорядження, та повідомляє, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНРГО» у веденні бухгалтерського обліку зобов'язано керуватися нормами чинного законодавства України, у тому числі вимогами Податкового кодексу України. Проте, **Департамент ліцензійного контролю** звертає увагу, що всі дані форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», відповідно до Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл (квартальна), заповнюються **без урахування податку на додану вартість**.

5	<p>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</p> <p>пункту 1 постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на</p>	<p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>яким встановлено для оператора систем розподілу в кожному розрахунковому періоді граничну нижню межу обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі: 50 відсотків від обсягу фактичних технологічних</p>
---	--	--

	<p><b>ринку «на добу наперед»</b></p>	<p>втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 21.11.2020 до 03.07.2021)</p> <p>95 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 04.07.2021 до 09.08.2021).</p>
--	---------------------------------------	--

Постановою НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед»» (далі – постанова НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896) встановлено для операторів систем розподілу в кожному розрахунковому періоді граничну нижню межу обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі:

50 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 21.11.2020 до 04.07.2021);

95 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 04.07.2021 до 09.08.2021);

30 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 09.08.2021 до 02.09.2021).

Комісія з проведення перевірки зазначає, що постанова НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 втратила чинність з 02.09.2021 на підставі постанови НКРЕКП від 01.09.2021 № 1493.

Відповідно до Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 308, розрахунковий період – мінімальний відрізок часу, щодо якого визначаються ціна та обсяги купівлі-продажу електричної енергії на РДН/ВДР (60 хвилин).

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало комісії з проведення перевірки інформацію щодо погодинних обсягів купівлі електричної енергії на РДН, фактичних обсягів ТВЕ на її передачу та розподіл за січень-липень 2021 року та погодинні звіти щодо купівлі у ОР та ТВЕ з платформи MMS.

Комісією з проведення перевірки вибірково проаналізовано надану інформацію щодо погодинних обсягів купівлі електричної енергії на РДН та фактичних обсягів ТВЕ на її передачу та розподіл у розрізі кожної розрахункової години за 03.02.2021, 10.02.2021, 14.02.2021 та за 15.02.2021 та за липень 2021 року (з 01.07.2021 по 31.07.2021).

За результатами проведеного аналізу наданої АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» інформації щодо купівлі електричної енергії на РДН та обсягів ТВЕ на її передачу та розподіл перевіркою встановлено та Актом № 286 зафіксовано, що **невідповідність обсягів купленої ОСР електроенергії на ринку «на добу наперед» у лютому та липні 2021 року** (03.02.2021, 10.02.2021, 14.02.2021, 15.02.2021 та з 04.07.2021 по 31.07.2021) встановленим граничним обсягам обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед», що **свідчить про порушення** АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» норм чинного законодавства України.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» забезпечило стовідсоткове виконання всіх вимог постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896. Як видно із таблиць 4.1 та 4.2, заявки Товариства на відповідні години доби на РДН подавалися в обсягах, що на 30-50% перевищували граничні нижні межі необхідної купівлі електричної енергії на РДН.*

Фактична ж невідповідність обсягів купленої АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕГО» електроенергії на РДН встановленим граничним нижнім межам зумовлена виключно (!) дефіцитом електричної енергії у такі години на РДН та, відповідно, неакцептуванням частини обсягів заявок на РДН.

Необхідно зазначити, що загалом невідповідність обсягів фактичної купівлі електричної енергії на РДН обсягам обов'язкової купівлі на РДН протягом семи місяців 2021 року (з січня по липень 2021 року) зафіксовано лише у 24 годинах із загальної кількості годин у зазначений період на рівні 5088 годин (8 годин у лютому місяці та 16 годин у липні місяці), таким чином відсоток невиконання вимог становить всього 0,47 % від загальної кількості годин у звітному періоді:

Період 2021 року	Дотримано	Недотримано
січень	744	-
лютий	664	8
березень	743	-
квітень	720	-
травень	744	-
червень	720	-
липень	728	16
Всього 2021 рік	5063	24

Детальний аналіз зафіксованих перевищень граничної межі у лютому та липні 2021 року наведено у таблиці

№	Дата	Година доби	Необхідний граничний рівень придбання на РДН, МВт*год.	Обсяг замовлення на РДН, МВт*год	Відсоток перевищення заявки на РДН граничного мінімального обсягу придбання на РДН згідно із постановою НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896	Обсяг недотримання вимог, у випадку повного акцепту замовлення, МВт*год.	Акцептований обсяг купівлі на РДН, МВт.год.	Фактично недотримання вимог через дефіцит ринку, МВт.год.
1	03.02.2021	8	22,9					
		9	24,5					
		18	26,3					
2	10.02.2021	24	21,6					
3	14.02.2021	24	20,5					
4	15.02.2021	7	21,3					
		19	28,2					
		24	22,4					
5	16.07.2021	24	17,9					
6	17.07.2021	22	18,6					
7	18.07.2021	21	18					
		22	19					
		23	19					
		24	16,7					
8	29.07.2021	22	20					
9	30.07.2021	19	20					
		20	19,8					
		21	19,1					
		22	20,6					

		23	20,04					
		24	17,8					
10	31.07.2021	21	18,8					
		22	20,1					
		23	19,7					

Як видно із зазначеної таблиці, Товариством було здійснено всіх заходів з метою виконання вимог нормативно-правових актів, що регулюють зазначене питання. Обсяг заявки на придбання електричної енергії значно перевищував граничний мінімальний обсяг придбання електричної енергії на РДН у зазначені години доби і у випадку повного акцептування всіх замовлених обсягів, даного недотримання не відбулося б. Таким чином, зазначені порушення відбулися виключно по не залежним від Товариства обставинам, впливати на які Товариство було не в змозі (скріншоти з платформи ХМTrade щодо підтвердження зазначених обставин до листа додаються у додатку №6).

З огляду на вищезазначене, Товариство звертається із проханням не вважати викладене вище порушенням вимог нормативно-правових актів, зокрема вимог постанови НКРЕКП від 17.12.2019 року №2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед», пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії та підпункту 17 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, адже, як видно із вказаного, дії Товариства були направлені на повне виконання всіх існуючих вимог відповідних нормативних актів, що регулюють зазначене питання, проте недотримання граничної нижньої межі купівлі на РДН у 24 вищевказаних годинах відбулося виключно (!) по причині дефіциту електричної енергії на вказаному організованому сегменті ринку, що призвело до неакцептування частини обсягів заявки на придбання електричної енергії, що є не залежними від Товариства обставинами.»

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що відповідно до службової записки Юридичного департаменту № 453/15-23 від 06.07.2023 (мовою документу): «В Акті зазначено, що ліцензіатом порушено, зокрема, пункт 1 постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» (далі – постанова № 2896), у частині дотримання граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі **50 % (у редакції, що діяла до 04 липня 2021 року)** та **95 % (у редакції, що діяла до 09 серпня 2021 року)** від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді.

Звертаємо увагу, що, згідно з пунктом 2 постанови НКРЕКП від 04.07.2021 № 1081 внесено зміни до постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 щодо встановлення граничною нижньою межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» у розмірі 95 % від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді замість попередньо встановленої у розмірі 50 %.

При цьому, пунктом 4 постанови НКРЕКП від 04.07.2021 № 1081 НКРЕКП встановила, що оператори систем забезпечують виконання пункту 2 цієї постанови **після спливу строку дії відповідних двосторонніх договорів** купівлі-продажу електричної енергії або, в разі відсутності штрафних санкції за дострокове розірвання таких договорів, **після розірвання відповідних договорів.**

Таким чином, при вирішенні порушеного вами питання пропонуємо вам врахувати положення пункту 4 постанови НКРЕКП від 04.07.2021 № 1081.»

Ураховуючи вказане вище, **Департамент ліцензійного контролю** зазначає, що у частині дотримання граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі 95 відсотків (у редакції, що діяла до 09 серпня 2021 року) від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді не вважається порушенням у разі спливу строку дії відповідних двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії або, в разі відсутності штрафних санкції за дострокове розірвання таких договорів, після розірвання відповідних договорів, а в інших АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» повинен забезпечити закупівлю електричної енергії на ринку «на добу наперед» у встановлених межах.

<p>6</p>	<p><b>порушенням вимог пункту 3.9 Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (далі – Порядок № 955)</b></p> <p><b>пункту 5.4 Порядку № 955</b></p> <p><b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>підпункту 46 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу № 1470</b></p> <p><b>пункту 2.8 Порядку № 955 (у редакції, що діяла до 14.03.2023)</b></p>	<p>яким визначено, що оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору у складі ПРСР, ПІ, звітів щодо виконання ПРСР та ПІ, обґрунтовуючих матеріалів до ПРСР та ПІ, а також інформації, що надається у відповідь на окремі запити Регулятора тощо;</p> <p>яким визначено, що оператор системи розподілу несе відповідальність за недостовірність даних, наданих у документах, зокрема щодо обґрунтування заходів ПІ та звітів щодо їх виконання</p> <p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>яким встановлено, що Ліцензіат зобов'язаний розробляти інвестиційну програму відповідно до Порядку № 955 та подавати її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогностичному періоду;</p> <p>яким встановлено, що Оператор системи розподілу формує ПІ відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі - ПДВ)) та включає:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) інформацію про прогностичний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ПІ з урахуванням заходів чинної ПІ;</li> <li>2) опис робіт, запланованих на прогностичний період;</li> <li>3) перелік робіт, послуг, обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення, запланованих для виконання або закупівлі у прогностичному періоді, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ПІ, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації</li> </ol>
----------	--	--

заходів пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності, що включаються до ІІІ без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

вступ, у якому зазначається:

інформація щодо проведення відкритого обговорення на місцях з посиланням на відповідний протокол щодо відповідності заходів ІІІ наданому ПРСР ліцензіата та розробленому Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг тощо;

інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення, із зазначенням розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії та планів щодо їх встановлення;

інформація щодо переліку об'єктів електромереж ліцензіата з найбільшими показниками SAIDI з урахуванням вимог, визначених у цій главі, відсортовану за показником SAIDI від найвищого до найнижчого, з визначенням переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення зниження цих показників;

інформація щодо фактичних та прогнозних витрат електричної енергії в системі розподілу та заходів, направлених на їх зниження за результатами реалізації ІІІ;

інформація щодо результатів виконання розроблених у попередні періоди ТЕО (у тому числі з підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж/компенсації реактивної потужності) та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з детальним графіком виконання цих заходів;

інформація щодо виконання ліцензіатом заходів у частині забезпечення необхідного рівня потужності кінцевих користувачів, з урахуванням створення резерву потужності для забезпечення перспективного зростання споживання, відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема ДБН, та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з графіком виконання цих заходів;

інформація щодо впровадження та модернізації автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії ліцензіата;

обґрунтування пріоритезації включення до ІІІ заходів та їх відповідність програмам/концепціям розвитку



<p><b>пункту 2.9 Порядку № 955 (у редакції, що діяла до 16.08.2022)</b></p>	<p>ліцензіата;</p> <p>обґрунтування заходів щодо підвищення рівня напруги;</p> <p>мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогностному періоді;</p> <p>обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми з описом існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин, зазначенням останньої дати проведення ремонтних робіт, терміну їх експлуатації, типу та характеристик;</p> <p>посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);</p> <p>інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проектно-кошторисну документацію та інші необхідні обґрунтовувальні матеріали по всіх заходах ІІІ;</p> <p>інформацію щодо проведення експертизи проектно-кошторисної документації;</p> <p>опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;</p> <p>інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання, фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання, фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання);</p> <p>5) джерела фінансування ІІІ;</p> <p>6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ.</p> <p>яким встановлено, що Оператор системи розподілу формує ІІІ відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі - ПДВ)) та включає:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) інформацію про прогностний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІІІ з урахуванням заходів чинної ІІІ;</li> <li>2) опис робіт, запланованих на прогностний період;</li> <li>3) перелік робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогностному періоді, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів;</li> <li>4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема: <ul style="list-style-type: none"> <li>мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогностному періоді;</li> <li>обґрунтування необхідності та доцільності проведення</li> </ul> </li> </ol>
---	---

<p><b>пункту 2.9 Порядку № 955 (у редакції, що діяла до 14.03.2023)</b></p>	<p>заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми;</p> <p>посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);</p> <p>інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проектно-кошторисну документацію;</p> <p>інформацію щодо проведення експертизи проектно-кошторисної документації;</p> <p>опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;</p> <p>інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання та вартості, що заплановані до виконання у прогнозованому періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання по роках із урахуванням фактичного виконання);</p> <p>5) джерела фінансування ІІІ;</p> <p>6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ.</p> <p>яким встановлено, що до ІІІ ліцензіатом додаються обґрунтовувальні матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, мають містити:</p> <p>1) проектно-кошторисну документацію з виконання відповідних робіт, розроблену та затверджену відповідно до вимог чинного законодавства. При цьому обсяги робіт та ресурсів (матеріалів, обладнання тощо) у кошторисній документації повинні бути підтверджені відповідними обсягами у затвердженій проектній частині;</p> <p>2) експертні висновки щодо розгляду проектно-кошторисної документації відповідно до вимог чинного законодавства;</p> <p>3) накази про затвердження відповідної проектно-кошторисної документації;</p> <p>4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проектування та інші матеріали;</p> <p>5) цінові (комерційні) пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі;</p> <p>6) відповідні програми/концепції розвитку, що містять перелік запланованих за роками заходів.</p> <p>Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогнозованого періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками.</p>
<p><b>пункту 2.10 Порядку № 955 (у редакції, що діяла до</b></p>	<p>яким встановлено, що до ІІІ ліцензіатом додаються обґрунтовувальні матеріали до запланованих робіт та</p>

16.08.2022)

закупівель товарів, які, зокрема, можуть містити цінові пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі, накази про затвердження проектної документації (або зведені кошториси до відповідних проектів), що передбачені ІІІ.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогнозного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками.

### Виконання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» ІІІ на 2021 рік

Інвестиційна програма АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік (далі – **ІІІ 2021**) та джерела її фінансування схвалена постановою НКРЕКП від 09.12.2020 № 2350 «Про схвалення Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік» у сумі 387 572,00 тис. грн (без ПДВ).

Постановою НКРЕКП від 01.09.2021 № 1446 «Про схвалення змін до Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік» включено додаткові заходи без зміни загальної суми Інвестиційної програми та джерел їх фінансування.

Постановою НКРЕКП від 10.11.2021 № 2024 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 09.12.2020 № 2350» внесено зміни до схваленої Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік зі зміною загальної суми на 407 540,00 тис. грн (без ПДВ) та були визначені джерела, наведені у таблиці.

Джерела фінансування Інвестиційної програми з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік (зі змінами постановою НКРЕКП від 10.11.2021 № 2024):

Джерела фінансування	тис. грн (без ПДВ)
Амортизація	148 653,00
Прибуток (обов'язкові реінвестиції)	175 048,00
Реактивна електроенергія	39 322,00
Дохід від небалансу ТВЕ за 2018 рік	24 549,00
Дохід від небалансу ТВЕ за 2019 рік	0,00
Дохід від небалансу ТВЕ за 2020 рік	0,00
Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2019 та 2020 роках (постанова НКРЕКП від 28.07.2021 № 1205)	19 823,00
Економія коштів за 2019 та 2020 роки (постанова НКРЕКП від 28.07.2021 № 1205)	145,00
<b>Усього</b>	<b>407 540,00</b>

Листом від 23.06.2022 № 048/12793 Товариством надано до НКРЕКП річний звіт щодо виконання ІІІ 2021 року (уточнений).

Перевіркою встановлено, що по розділу VI «Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки» запланований обсяг фінансування заходів складає 64 626,76 тис. грн (без ПДВ). Згідно Детального звіту щодо виконання Інвестиційної програми, профінансовано та освоєно заходи по розділу VI на суму \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ), що більше плану на \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ).

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходів 6.1.1 Автопідіймач Comet 14 на базі шасі Iveco Daily 35C13D (кабіна 7 місць) або аналог та пункт 6.1.6 Автогідропідіймач Comet 22 на базі шасі МАЗ-5302 4x4, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: ГАЗ-3307, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-131, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-433360, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-433360, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ГАЗ-3307, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-131, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-

131,

При цьому АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало пояснення, що згідно Спільного протокольного рішення засідання Правління №06-1/2022 від 25.02.2022 р. несписання даних транспортних засобів пов'язане

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.2 Бурильно-кранова машина БКМ-2М на базі трактора ХТЗ-150К-09, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: Т-150, ; Т-150,

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення комісії з проведення перевірки, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління №25/2021 від 14.07.2021 р. прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.3. Бригадний автомобіль Renault Dokker Authentique 1,6, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: УАЗ-3909, ; УАЗ-2206, ; УАЗ-2206, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-399, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-2206, ; ГАЗ-32213,

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення, комісії з проведення перевірки, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління № 25/2021 від 14.07.2021 р. прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.4 Бригадний автомобіль Renault Dokker Van Authentique 1,6, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-2206, ; УАЗ-3303, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, .

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення, комісії з проведення перевірки, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління № 25/2021 від 14.07.2021 прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору

НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.5. Бригадний автомобіль Peugeot 301 1,6 VTI, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: ЗА3-110207, , ЗА3-1102, , ЗА3-110206,

, ЗА3-110207, , ЗА3-1102, , ЗА3-110206, , ЗА3-1102, , ВА3-21099, , ВА3-21103, , ВА3-21043, .

Перевіркою встановлено, що товариством проведено списання:

ЗА3-110206, – 31.12.2021 замість ЗА3-110207, ,  
ЗА3-110206, - 31.12.2021 замість ЗА3-1102, ,  
ЗА3-110206, – 31.12.2021 замість ЗА3-110206, ,  
ЗА3-110206, – 31.12.2021 замість ЗА3-110207, ,  
ЗА3-110207, – 31.12.2021 замість ЗА3 -1102, ,  
ЗА3-110207, – 31.12.2021 замість ЗА3-110206, ,  
ВА3-2107, – 31.10.2021 замість ВА3-21043, .

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення, комісії з проведення перевірки, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління № 25/2021 від 14.07.2021 прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.7 Бригадний автомобіль Ford Ranger 4x4, 5 місць, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: УАЗ-3909, , УАЗ-3909, , УАЗ-3909,

, УАЗ-3909, , УАЗ-2206, , ГАЗ-52, , ГАЗ-52, , ГАЗ-52, , ГАЗ-52, , УАЗ-3909, , ГАЗ-33023, , УАЗ-3909,

Перевіркою встановлено, що товариством проведено списання:

УАЗ-3909, – 30.06.2021 р. замість УАЗ-3909, ,  
ГАЗ-5312, – 31.03.2021 замість ГАЗ-52, ,  
ГАЗ-3307, – 30.09.2021 замість ГАЗ-33023, .

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління №25/2021 від 14.07.2021 прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.8 Бригадний автомобіль Renault Duster 1,5 дизель, 4x4, МТ6, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: ГАЗ-3110 .

АТ «Житомиробленерго» надало комісії з проведення перевірки пояснення, що згідно Спільного протокольного рішення засідання Правління № 06-1/2022 від 25.02.2022 несписання даних транспортних засобів пов'язане

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.10 Аварійно-ремонтна майстерня ТК-М-4371-АКМ на базі шасі МАЗ-437121-542-011, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: ГАЗ-3309, , ГАЗ-3307, , ГАЗ-3309,

АТ «Житомиробленерго» надало комісії з проведення перевірки пояснення, що згідно Спільного протокольного рішення засідання Правління №06-1/2022 від 25.02.2022 несписання даних транспортних засобів пов'язане з введенням воєнного стану та оголошенням про

Проведеним співставленням актів списання транспортних засобів, що підлягають заміні відповідно до актів технічного стану, встановлено що частина списаних транспортних засобів не відповідає тим, що визначені у пояснювальній записці до ІІ АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік, що є порушенням вимог пункту 3.9 Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (далі - Порядок № 955, Порядок), зокрема, оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору у складі ІІ, звітів щодо виконання ІІ, обґрунтовуючих матеріалів до ІІ та пункту 5.4 Порядку, зокрема, що відповідальність за недостовірність даних, наданих у документах, зокрема щодо обґрунтування заходів ІІ та звітів щодо їх виконання, несе оператор системи розподілу.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «Необхідно зазначити, 05.03.2021 р. було підготовлено Розпорядження по Товариству, щодо надання пропозицій від підрозділів на списання транспортних засобів та дефектних актів технічного стану ТЗ відповідно.*

*Переглянувши дефектні акти, було прийнято рішення підготувати Службовий лист на засідання Правління АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» з пропозицією провести заміну та списання транспортних засобів визначених в пояснювальній записці до ІІ 2021 р. на аналогічні транспортні засоби, які знаходяться в більш значному технічно та морально зношеному стані, повністю вичерпали свій моторесурс, не підлягають проведенню капітального та відновлювального ремонтів, загрожують безпеці дорожнього руху.*

*Запропоновані ТЗ відповідають по типу, марці, моделі, призначенню транспортним засобам, які планувалися до списання та заміни згідно пояснювальної записки до ІІ 2021 р.*

№	Потребує заміни та списання згідно ІІ ІІ 2021 р.	Держ. номер	Р. в.	Підрозділ (РЕМ)	Фактично списані	Держ. номер	Р. в.	Дата списання	Підрозділ (РЕМ)
1	ЗА3-110207		2000	Бердичівський	ЗА3-110206		2001	31.12.21	Черняхівський
2	ЗА3-1102		2002	Брусилівський	ЗА3-110206		2000	31.12.21	Попільнянський
3	ЗА3-110206		2002	Коростенський	ЗА3110206		2002	31.12.21	Хорошівський
4	ЗА3-110207		2002	Любарський	ЗА3-110206		2000	31.12.21	Андрушівський
5	ЗА3-1102		2001	Овруцький	ЗА3-110207		2003	31.12.21	Попільнянський
6	ЗА3-110206		2002	Попільнянський	ЗА3-110207		2004	31.12.21	Романівський
7	ВА3-21043		1996	Н. Волинський	ВА3-2107		1997	31.10.21	Коростенський
8	УАЗ-3909		1996	Любарський	УАЗ-3909		2002	30.06.21	Чуднівський
9	ГАЗ-52		1989	Брусилівський	ГАЗ-5312		1991	31.03.21	Служба транспорту
10	ГАЗ-33023		2000	Романівський	ГАЗ-3307		1991	30.09.21	Бердичівський

*Виходячи з вищевикладеного, просимо виявлений недолік не вважати порушенням.*

*Копії дефектних актів та витяг із СПІЛЬНОГО ПРОТОКОЛЬНОГО РІШЕННЯ №12/2021 від 24.03.2021 р. засідання Правління АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» та профкому додаються у додатках №7 та №8 до даного листа.»*

**За підсумками аналізу виконання Інвестиційної програми 2021 встановлено: Фінансування ІІ 2021 року склало \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ), що складає**

% від запланованої суми 407 539,52 тис. грн (без ПДВ).

Сума **недофінансування** ІІІ 2021 становить

грн (без ПДВ).

**Освоєння коштів** становить

грн (без ПДВ) або **100,00 %** від загальної

суми фінансування.

Профінансовані та не освоєні кошти відсутні.

Обсяг **перевитрат**, що не перевищує **5 %** становить

грн (без ПДВ).

**Перевищення** вартості заходів ІІІ 2021 **понад 5 % та 10% відсутнє.**

Збільшення/зменшення фактичних обсягів виконаних робіт (по фізичних обсягах) по відношенню до планових відсутнє.

Сума **економії** коштів, яка склалась за результатами виконання ІІІ 2021, з урахуванням перевищення вартості заходів ІІІ 2021 **до 5%, становить**

грн (без ПДВ).

Сума **перевитрат**, що не покриті економією, яка склалась за результатами виконання ІІІ 2021, становить

грн (без ПДВ), зокрема в розрізі розділів ІІІ 2021 наведено у таблиці 3.31.16.

Сума економії коштів та обсяг перевищення вартості заходів ІІІ 2021 в межах 5 %, від 5 % до 10 % та більше 10 %:

тис. грн (без ПДВ)

Розділ ІІІ 2021	Економія заходів ІІІ 2021 року	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%	Обсяг перевитрат, що перевищує 5% та не перевищує 10%	Обсяг перевитрат, що перевищує 10%	Залишок економії з урахуванням обсягу перевитрат, що не перевищує 5%	Перевитрати, що не покриті економією
1	2	3	4	5	6=2-3	7=3+4-2
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
<b>Усього</b>						

### Виконання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» ІІІ на 2022 рік

Інвестиційна програма АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік (далі – **ІІІ 2022**) та джерела її фінансування схвалена постановою НКРЕКП від 10.12.2021 № 2491 «Про схвалення Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік» у сумі 430 118,00 тис. грн (без ПДВ).

Інформація щодо джерел фінансування наведена в редакції постанови НКРЕКП від 10.12.2021 № 2491 у таблиці 3.31.17.

Джерела фінансування	тис. грн (без ПДВ)
Амортизація	229 101,00
Прибуток (обов'язкові реінвестиції)	169 398,00
За перетоки реактивної електроенергії	31 619,00
<b>Усього</b>	<b>430 118,00</b>

Постановою НКРЕКП від 23.08.2022 № 995 «Про схвалення змін до Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік» схвалено зміни до Інвестиційної програми з розподілу електричної енергії, без зміни загальної суми Інвестиційної програми та джерел її фінансування.

Комісія з перевірки зазначає, що відповідно до вимог постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406 (зі змінами) термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік продовжено до **31 грудня 2023 року.**

### За підсумками аналізу виконання Інвестиційної програми 2022 (станом на 31.12.2022)

#### встановлено:

**Фінансування ІІІ 2022 року** склало \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ), що складає \_\_\_\_\_ % від запланованої суми 430 118,00 тис. грн (без ПДВ).

Сума **недофінансування** ІІІ 2022 становить

грн (без ПДВ).

**Освоєння коштів** становить \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ) або** \_\_\_\_\_ **% від загальної суми фінансування.**

Обсяг **перевитрат**, що не перевищує **5 %** становить \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ).**

**Перевищення** вартості заходів ІІ 2022 **понад 5 % та 10% відсутнє.**

Сума **економії** коштів, яка склалась за результатами виконання ІІ 2022, з урахуванням перевищення вартості заходів ІІ 2022 **до 5%, становить** \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ).**

Сума **перевитрат**, що не покриті економією, яка склалась за результатами виконання ІІ 2022, становить \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ),** зокрема в розрізі розділів ІІ 2022 наведено у таблиці 3.31.32.

Сума економії коштів та обсяг перевищення вартості заходів ІІ 2022 в межах 5 %, від 5 % до 10 % та більше 10 %:

тис. грн (без ПДВ)

Розділ ІІ 2022	Економія заходів ІІ 2021 року	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%	Обсяг перевитрат, що перевищує 5% та не перевищує 10%	Обсяг перевитрат, що перевищує 10%	Залишок економії з урахуванням обсягу перевитрат, що не перевищує 5%	Перевитрати, що не покриті економією
1	2	3	4	5	6=2-3	7=3+4-2
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
<b>Усього</b>						

Під час перевірки первинної документації щодо виконання ІІ 2022 встановлено, що дані, включені до звіту щодо виконання ІІ 2022, відповідають наявній у Ліцензіата первинній документації.

Станом на 31.12.2022 залишились **не виконаними 167 заходів ІІ** на 2022 рік, загальною **запланованою вартістю фінансування** \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ),** що становить \_\_\_\_\_ **% від загальної суми схваленої інвестиційної програми на 2022 рік,** у т. ч. не виконано заходи за наступними джерелами фінансування:

Амортизація – \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ);**

Прибуток (обов'язкові реінвестиції) – \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ);**

За перетоки реактивної е/е – \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ).**

Відповідно до підпункту 4 пункту 2 постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406 у зв'язку із агресією російської федерації проти України, бойовими діями, які спричинили значні пошкодження електричних мереж та суттєві зміни в режимах роботи енергосистем, схем нормальних режимів, внаслідок переміщення об'єктів споживання та введенням в Україні воєнного стану, операторам систем розподілу **продовжено термін виконання** схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік **до 31 грудня 2023 року.**

Пунктом 4 постанови НКРЕКП від 26.05.2022 № 406 ( в редакції, що діє з 23.05.2023) встановлено, що за результатами здійснення заходів державного контролю в частині перевірки дотримання операторами систем розподілу вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470, загальну суму додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у 2022 році визначати з урахуванням суми недофінансування інвестиційної програми операторів систем розподілу на 2022 рік.

Таким чином суми недофінансування інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» за підсумками діяльності у 2022 році становить \_\_\_\_\_ **грн (без ПДВ) (** \_\_\_\_\_ **–** \_\_\_\_\_ **).**

**Щодо виконання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» вимог постанов НКРЕКП:**

від 03.02.2021 № 140 «Про затвердження Графіка надання на розгляд НКРЕКП інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2022 рік» (надалі – Постанова НКРЕКП № 140);



від 12.07.2022 № 704 «Про врегулювання окремих питань щодо подання на схвалення Інвестиційних програм з передачі/розподілу електричної енергії на 2023 рік» (надалі – Постанова НКРЕКП № 704) та вимог Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (надалі – Порядок № 955).

Відповідно до постанов НКРЕКП від 03.02.2021 № 140 «Про затвердження Графіка надання на розгляд НКРЕКП інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2022 рік» та від 12.07.2022 № 704 «Про затвердження Графіка надання на розгляд НКРЕКП інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2023 рік» та вимог пунктів 2.8-2.10 Порядку 955, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було зобов'язано надати до НКРЕКП:

09.09.2021 Інвестиційну програму на 2022 рік з належним обґрунтуванням по кожному заходу;

09.09.2022 Інвестиційну програму на 2023 рік з належним обґрунтуванням по кожному заходу.

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало до НКРЕКП відповідні Інвестиційні програми на 2022 та 2023 рік у визначені терміни НКРЕКП, проте оформлені **неналежним чином**, а саме, не було надано обґрунтовуючі матеріали у повному обсязі по заходах ІІІ (проектно-кошторисну документацію, дефектні акти, завдання на проектування, експертні висновки, належним чином оформлену пояснювальну записку, тощо) про що було повідомлено Товариство листами НКРЕКП від 21.10.2021 № 12128/17.1.1/7-21 та від 23.09.2022 № 10827/17.1.1/7-22.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало до НКРЕКП відповідні Інвестиційні програми на 2022 та 2023 рік у визначені терміни НКРЕКП з обґрунтовуючими матеріалами не в повному обсязі, у зв'язку з великим об'ємом робіт частина обґрунтовуючих матеріалів (проектна документація, експертиза тощо) які була потрібні для захисту ІІІ-2022 виготовлялась в 2021 році та на момент подачі були в стадії завершення виконання. Подача ІІІ-2023 року взагалі проходила під час військової агресії російської федерації проти України та активної фази дії на території Житомирської області. У 2022 році Товариство працювало в умовах ураження об'єктів критичної інфраструктури, відсутності персоналу.»*

7	<p>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</p> <p>пункту 3 Порядку визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступеннями напруги, затвердженому постановою НКРЕКП від 13.08.1998 № 1052 (дія до 01.01.2022)</p> <p>пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженому постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (зі внесеними змінами постановою НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430)</p>	<p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії</p> <p>в частині визначення класу напруги для споживачів електричної енергії;</p> <p>в частині визначення класу напруги для споживачів електричної енергії;</p>
---	---	---

<p><b>пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до ПРРЕЕ</b></p>	<p>яким визначено, що усі додатки, зміни та доповнення до цього Договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього Договору, які є невід'ємною частиною цього Договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох Сторін.</p>
---	---

Станом на 01.01.2022 втратила чинність постанова НКРЕКП від 13.08.1998 № 1052 «Про Порядок визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги» (далі – Порядок № 1052) та постановою НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 внесені зміни до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (далі – Порядок № 1175).

До **01.01.2022**, відповідно до підпункту 3.1 пункту 3 Порядку № 1052, до 1 класу відносились споживачі, які:

отримували електричну енергію від мереж оператора системи розподілу на електроустановки споживача на межі балансової належності із ступенем напруги 27,5 кВ та вище;

були приєднані до шин електростанцій (за винятком суб'єктів господарювання, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел, а саме з енергії сонячного випромінювання, біогазу, біомаси, енергії вітру та мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями);

є промисловими підприємствами із середньомісячним обсягом споживання електричної енергії 150 млн кВт.год та більше на технологічні потреби виробництва, незалежно від ступенів напруги на межі балансової належності.

До 2 класу, відповідно до підпункту 3.2 пункту 3 Порядку № 1052, відносились споживачі, які отримують електричну енергію на межі балансової належності із ступенем напруги нижче 27,5 кВ, крім випадків, передбачених підпунктом 3.1 Порядку № 1052.

Одночасно, з **01.01.2022** відповідно до положень пункту 8.1 глави 8 Порядку № 1175, тариф на послуги з розподілу електричної енергії розраховується для споживачів та операторів установок зберігання енергії відповідного класу напруги.

Абзацами другим – четвертим пункту 8.1 глави 8 Порядку № 1175 визначено, що споживачі, які отримують електричну енергію від оператора системи розподілу на межі балансової належності номінальною напругою 27,5 кВ та вище, а також споживачі, приєднані до шин електростанцій (за винятком суб'єктів господарювання, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел, а саме з енергії сонячного випромінювання, біогазу, біомаси, енергії вітру та мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), відносяться до 1 класу напруги.

Споживачі (субспоживачі), які отримують електричну енергію від оператора системи розподілу на межі балансової належності номінальною напругою нижче 27,5 кВ, відносяться до 2 класу напруги.

Клас напруги встановлюється споживачу окремо за кожною межею балансової належності.

Відповідно до положень пункту 1.2.4 Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ), точка розподілу (передачі) електричної енергії споживачу встановлюється на межі балансової належності його електроустановок та зазначається в договорі споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з оператором системи.

Оператор системи покриває всі витрати, пов'язані з транспортуванням електричної енергії в точку розподілу (передачі) електричної енергії, а також має право на відшкодування всіх витрат, пов'язаних із транспортуванням електричної енергії в точку розподілу (передачі) електричної енергії, за рахунок тарифу на розподіл (передачу) електричної енергії.

Відповідно до положень пункту 2.1.5 глави 2.1 розділу II ПРРЕЕ, договір споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається з урахуванням статей 633, 634, 641, 642 Цивільного кодексу України на основі типового договору, що є додатком 3 до ПРРЕЕ.

Оператор системи розподілу зобов'язаний на головній сторінці свого вебсайту, а також у друкованих виданнях, що публікуються на території його ліцензованої діяльності, та у власних

центрах обслуговування споживачів розмістити редакцію договору про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії та роз'яснення щодо укладення та приєднання споживача до договору споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії.

Договір споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії за ініціативою споживача або оператора системи відповідно до визначених ПРРЕЕ випадків, як правило, укладається шляхом приєднання споживача за заявою-приєднанням до розробленого оператором системи розподілу договору на умовах складеного оператором системи розподілу паспорта точки розподілу/передачі.

Якщо за об'єктом оформлено паспорт точки (паспорти точок) розподілу/передачі, оператор системи розподілу не має права відмовити споживачу у приєднанні до договору споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії. При цьому сторони можуть за взаємною згодою оформляти в установленому цими Правилами порядку додатки до договору споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії, в яких узгоджуються організаційні та технічні особливості розподілу електричної енергії.

У разі необхідності визначення за взаємною згодою сторін додаткових умов договору, які конкретизують умови договору, форму якого встановлено цими Правилами, договір оформляється в паперовій формі.

Відповідно до абзацу першого пункту 1.2.15 глави 1.2 розділу I ПРРЕЕ укладення, внесення змін, продовження строку дії чи розірвання будь-якого із договорів, передбаченого цими Правилами, здійснюється відповідно до вимог законодавства та цих Правил.

Порядок зміни та розірвання господарських договорів визначений статтею 188 Господарського кодексу України, відповідно до якої зміна та розірвання господарських договорів в односторонньому порядку не допускаються, якщо інше не передбачено законом або договором.

Сторона договору, яка вважає за необхідне змінити або розірвати договір, повинна надіслати пропозиції про це другій стороні за договором.

Сторона договору, яка одержала пропозицію про зміну чи розірвання договору, у двадцятиденний строк після одержання пропозиції повідомляє другу сторону про результати її розгляду.

У разі якщо сторони не досягли згоди щодо зміни (розірвання) договору або у разі неодержання відповіді у встановлений строк з урахуванням часу поштового обігу, заінтересована сторона має право передати спір на вирішення суду.

Якщо судовим рішенням договір змінено або розірвано, договір вважається зміненим або розірваним з дня набрання чинності даним рішенням, якщо іншого строку набрання чинності не встановлено за рішенням суду.

Згідно з пунктом 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до ПРРЕЕ (далі – Типовий договір), усі додатки, зміни та доповнення до цього Договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього Договору, які є невід'ємною частиною цього Договору оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох Сторін.

Паспорт точки розподілу/передачі електричної енергії та всі зміни і доповнення до нього формуються та підписуються оператором системи і надаються споживачу у встановленому ПРРЕЕ порядку.

Цей Договір може бути змінений у разі внесення змін або скасування нормативно-правових актів, що регулюють відносини між Оператором системи та Споживачем.

У зв'язку з цим сторони погоджуються з тим, що Оператор системи вносить відповідні зміни та доповнення до цього Договору та оприлюднює їх на власному вебсайті. Якщо Споживач не ініціював розірвання цього Договору протягом одного місяця з моменту оприлюднення змін та доповнень до цього Договору, вважається, що Споживач погодився зі змінами до Договору з дати його оприлюднення на вебсайті Оператора системи.

Враховуючи зазначене, оператор системи розподілу має розмістити, зокрема на головній сторінці свого вебсайту, редакцію договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії (на основі Типового договору), який є публічним договором приєднання. При цьому додатки до договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії мають оформлюватися письмово в паперовій формі. Зміни до оформлених додатків до договору мають

вноситися у порядку, визначеному статтею 188 Господарського кодексу України, та оформлюватися в паперовій формі.

Сторони мають дотримуватися умов укладеного договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, а тому зміни у відносинах сторін, у тому числі щодо застосування тарифу на розподіл електричної енергії (зміни класу напруги), мають відбуватися з моменту внесення в установленому порядку відповідних змін до укладеного між ними договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

Комісія з перевірки зазначає, що до НКРЕКП надійшла низка звернення від підприємств Житомирської області щодо правомірності дій АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» стосовно зміни класу напруги та нарахування плати за послуги з розподілу електричної енергії за результатами розгляду яких встановлено **факти не внесення змін Типового договору споживача** про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії на підставі постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 «Про внесення змін до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії».

*Інформація щодо споживачів, для яких АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було не змінено клас напруги, згідно з внесеними змінами до Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії на підставі постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 «Про внесення змін до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії»*

Основний споживач від мереж ОСР та від якого живляться субспоживачі	Найменування субспоживача	Клас напруги субспоживача відповідно до виставленого рахунку в грудні 2021/2022 (1/2 клас)	Клас напруги субспоживача відповідно до виставленого рахунку в січні 2022/* (1/2 клас)	Рівень встановленої напруги на межі балансової належності, вказаний в договорі споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії та підтверджений виїзною перевіркою, кВ	Номер та дата діючого договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії		Дата та номер листа АТ «Житомиробленерго», яким повідомлено споживача про зміни у договорі та надано примірники договору/додаткової угоди для підпису		Повернуто субспоживачем підписану паперову форму договору/додаткову угоду (+)/(-)
					№	дата	№	дата	
x	Фізична особа Бабиць	1	2	0.4	02-519	30.04.2021	430/2153	20.01.2022	(-) Споживач здійснює оплату за тарифами 2 класу відповідно до постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 (вступила у дію 01.01.2022)
x	ТОВ «ПОЛІССЯ-2002»	1	2	6	12-0608	31.08.2021	830/2033	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	КП «АРХІПЛАН» МАЛИНСЬКОЇ РАЙОННОЇ РАДИ	1	2	6	12-0657	16.11.2020	830/2022	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «МАЛИНСЬКА ФАБРИКА СПЕЦІАЛЬНОГО ПАПЕРУ»	1	2	6	12-2	28.12.2018	830/2180	20.01.2022	(-)
x	ТОВ «ТОРГО-	1	2	6	12-0702	15.09.2021	830/2035	19.01.2022	(-)

	ВИЙ ДІМ «ПАПІР- МАЛ»								Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПрАТ «ДЕТВІЛЕР УЩІЛЬНЮ- ЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ Україна»	1	2	6	12-0321	10.02.2022	830/2025	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ГАРАЖНИЙ КООПЕРА- ТИВ «БУМАЖ- НИК»	2	2	0.4	359	28.12.2018	830/2023	19.01.2022	(-) Споживач здійснює оплату за тарифами 2 класу відповідно до постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 (вступила у дію 01.01.2022)
x	ТОВ «ВМ УА»	1	2	10	102-Р	19.12.2022	510/3005 6	23.12.2022	(-) Відсутнє споживання
x	ТОВ «Стильтранс»	1	2	0.4	140-А	26.12.2018	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПАТ «Житомир- зооветпостач»	1	2	0.4	145	26.12.2018	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «Лайфселл»	1	2	0.4	379	28.12.2018	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПрАТ «ВФ Україна»	1	2	0.4	242	12.07.2019	830/2023	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «БАРБАРА ТРАМП»	1	2	0.4	140-Б	26.12.2018	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
ТОВ»ЖЕРО К-АЛЬФА»	x	1	2	10	102-К	21.04.2021	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «АЛЬФА-СМ»	1	2	0.4	114	28.10.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-)
ТОВ «ОБІО»	x	1	2	10	141	27.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	АТ «МІЖНАРОД- НИЙ РЕЗЕРВНИЙ БАНК»	1	2	10	1860	21.01.2021	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «ЖИТОМИР- АГРОБУД- ІНДУСТРІЯ»	1	2	10	102-В	29.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	ТОВ «ФІС	1	2	10	102	29.12.2018	510/3005	23.12.2022	(-)

	ФЛЕКСИБЛС Україна»						6		
x	ТОВ «ОНВІ»	1	2	10	37	29.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	КП «ЖИТОМИР- ВОДОКА- НАЛ» Житомирської міської ради	1	2	10	3	24.02.2021	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	ТОВ «ЖИТОМИР- СЬКИЙ М'ЯСОКОМБІ НАТ»	1	2	10	102-I	17.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	Іноземне підприємство «ЄВРОГОЛД ІНДЕСТРІЗ ЛТД»	1	2	10	102-У	29.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	ПП «ТОРГІВЕЛЬ НИЙ ДІМ «ПЛАСТ- СЕРВІС»	1	2	0.4	244	29.09.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «ФІРМА ЕСТРЕЛЛА»	1	2	10	102-Т	28.10.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	КП «Житомирське трамвайно- тролейбусне управління» Житомирської міської ради	1	2	10	92	18.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «С.Т.ТРЕЙД»	1	2	10	2376	11.11.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, споживач здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Гадзевич	1	2	0.4	102-Г	27.09.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «ТКАЧ Ь»	1	2	0.4	591	29.09.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ВАТ «Житомирськ ий завод хімічного волокна»	1	2	10	102	21.10.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Войтко Олександр Петрович	1	2	0.4	345	28.08.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-)
x	ПП «Вікторія»	1	2	0.4	2427	03.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-) Відсутнє споживання
x	ТОВ « СП ЕКОМЕТАЛ»	1	2	0.4	102-П	22.11.2019	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на

									сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «ДПП ЕЙР ГАЗ»	1	2	0.4	102-Ю	30.08.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Лук'янчук	1	2	0.4	1911	04.12.2020	510/2994 7	22.12.2022	(-)
x	ФОП Сироткіна	1	2	0.4	102-Д	10.11.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПП «Науково-виробниче підприємство «Промекс»	1	2	0.4	1210	28.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «КОМПО ГРУП»	1	2	10	1014	04.06.2019	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «Виробнича компанія «МАРК»	2	2	6	102	29.12.2018	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПП «Скефалд-2»	1	2	0.4	102	28.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Пасічник	1	2	0.4	102-І	21.10.2019	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «ПАКОМІКС-СЕРВІС»	1	2	0.4	102-Й	04.12.2020	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Літвінов	1	2	0.4	1317	30.07.2021	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «БЮФОРЕСТ 2020»	1	2	0.4	102-Ш	01.09.2020	510/2994 7	22.12.2022	(-)
x	ФОП Сотник	1	2	0.4	102-Щ	10.12.2020	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «АЛЮМ-	1	2	10	102-Ч	22.11.2019	510/2994	22.12.2022	(-)

	ХОЛДИНГ»						7		Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «Завод мінераловатних виробів»	-	-	10	102-О	29.12.2018	-	-	відключений
x	ПП «Спецелектромонтаж 2009»	1	2	0.4	102-С	27.07.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Стадник Г.Р.	1	2	0.4	2495	28.12.2018	510/1708	25.01.2023	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	Савчук	1	2	0.4	1186	22.08.2022	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x		1	2	0.4	102-М	14.06.2019	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПП «Спортивний клуб «ЮКА»	1	2	0.4	138	01.01.2019	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Червінський	1	2	10	попередній договір від 26.12.2018 № 138-Б		510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
					138-Б	30.01.2023			

\*довідково: у січні 2023 року

Комісія з перевірки зазначає, що **внесення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» змін до оформлених додатків** до договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії **без погодження відповідних змін зі споживачами** свідчить про порушення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» вимог статті 188 Господарського кодексу України та пункту 12.2 Типового договору.

Комісією з проведення перевірки зазначає, що сторони мають дотримуватися умов укладеного договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, а тому зміни у відносинах сторін, у тому числі щодо застосування тарифу на розподіл електричної енергії (зміни класу напруги), мають відбуватися з моменту внесення в установленому порядку відповідних змін до укладеного між ними договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

Комісією з проведення перевірки встановлено, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у 2021 році **проводило розрахунки тарифів** на послуги з розподілу електричної енергії, для вищезазначених споживачів, **відповідно до 1 класу напруги**, що свідчить про порушення



положень пункту 3 Порядку № 1052 та пункту 8.1 глави 8 Порядку № 1175.

Ураховуючи вищенаведене, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не дотримало вимоги законодавства, що регулює функціонування ринку електричної енергії, та Ліцензійних умов з розподілу № 1470, при внесенні змін у додатки до договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії», **що свідчить про порушення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» вимог:**

**пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»** щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

**пункту 3 Порядку визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги та пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в частині визначення класу напруги для споживачів електричної енергії;**

**пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до ПРРЕЕ, яким визначено, що усі додатки, зміни та доповнення до цього Договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього Договору, які є невід'ємною частиною цього Договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох Сторін.**

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «У зв'язку із незрозумілим тлумаченням визначення класу напруги для субспоживачів, які отримують електричну енергію від мереж основних споживачів АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було направлено запит до НКРЕКП № 012/20523 від 06.12.2021 (додаток №11 до даного листа) щодо надання роз'яснень з приводу зазначеного питання.*

*НКРЕКП листом № 15538/17.2.1/7-21 від 31.12.2021 (додаток №10 до даного листа) було надано вичерпну (конкретну) відповідь щодо визначення класу напруги субспоживачів, а саме: «у випадку наявності у основного споживача, який відноситься до 1 класу напруги, приєднаних до його мереж субспоживачів, що отримують електричну енергію на межі балансової належності між основним споживачем та субспоживачем зі ступенем напруги нижче 27,5 кВ, такі субспоживачі відносяться до 2 класу напруги.»*

*Повідомлення про зміни до договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії (у зв'язку зі вступом в дію постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 та отриманням АТ «Житомиробленерго» від НКРЕКП роз'яснення щодо визначення класу напруги субспоживачів № 15538/17.2.1/7-21 від 31.12.2021) 01.01.2022 (додатково повторно 04.01.2022) оприлюднено на головній сторінці вебсайту АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» за посиланням: <http://www.ztoe.com.ua/news.php?id=1651>, а також у центрах обслуговування споживачів.*

*Слід зазначити, що переважна більшість споживачів електричної енергії, відповідно до вимог п. 12.2 глави 12 Типового Договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, погодилися із змінами внесеними до Договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії та оприлюднених на головній сторінці вебсайту АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (на виконання вимог постанови НКРЕКП № 312 від 14.03.2018 (із змінами та доповненнями, в т. ч. змін внесених постановою НКРЕКП № 1219 від 26.06.2020)) та сумлінно виконують умови даних Договорів шляхом оплати оператору системи розподілу АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» послуги з розподілу електричної енергії згідно 2 класу напруги, який визначений оператором системи розподілу відповідно до межі балансової належності яка визначена актом розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності, який є додатком до договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.*

*В той же час, інша категорія споживачів, вважаючи, що постанова НКРЕКП № 1219 від*

26.06.2020, якою були внесені зміни та доповнення до Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП № 312 від 14.03.2018, **не визнають легітимність її вимоги** щодо розміщення змін та доповнень до Договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії та їх оприлюднення на власному вебсайті Оператора системи розподілу (при цьому, як учасники ринку електричної енергії, не оскаржуючи дану постанову до суду), **категорично відмовляються** оплачувати оператору системи розподілу АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» послуги з розподілу електричної енергії згідно 2 класу напруги.».

Водночас, Департамент ліцензійного контролю, розглянув лист АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» від 14.07.2023 № 05/15448 до обгрунтування та проекту постанови та повідомляє, що службовою запискою Департаменту із регулювання відносин та захисту прав споживачів на роздрібному ринку електричної енергії від 17.07.2023 № 534/20-23 повідомлено, що відповідно до положень пункту 1.2.1 глави 1.2 розділу I Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ), на роздрібному ринку електричної енергії споживання та використання електричної енергії для потреб електроустановки споживача здійснюється за умови забезпечення розподілу/передачі та продажу (постачання) електричної енергії на підставі договорів про розподіл/передачу, постачання електричної енергії, які укладаються, зокрема, відповідно до цих Правил.

Положеннями пункту 2.1.5 глави 2.1 розділу II ПРРЕЕ визначено, що договір споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається з урахуванням статей 633, 634, 641, 642 Цивільного кодексу України на основі типового договору, що є додатком 3 до ПРРЕЕ.

Згідно з пунктом 4.1 розділу IV ПРРЕЕ розрахунки за електричну енергію та послуги, що надаються на роздрібному ринку, між учасниками цього ринку здійснюються у грошовій формі відповідно до укладених договорів.

Відповідно до абзацу першого пункту 1.2.15 глави 1.2 розділу I ПРРЕЕ укладення, внесення змін, продовження строку дії чи розірвання будь-якого із договорів, передбаченого цими Правилами, здійснюється відповідно до вимог законодавства та цих Правил.

Порядок зміни та розірвання господарських договорів визначений статтею 188 Господарського кодексу України (далі – ГКУ), відповідно до якої зміна та розірвання господарських договорів в односторонньому порядку не допускаються, якщо інше не передбачено законом або договором.

Крім того, згідно з абзацом першим пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до ПРРЕЕ, **усі додатки, зміни та доповнення** до цього Договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього Договору, які є невід'ємною частиною цього Договору **оформлюються сторонами письмово в паперовій формі підписуються уповноваженими особами обох Сторін.**

Враховуючи зазначене, Департамент із регулювання відносин та захисту прав споживачів на роздрібному ринку електричної енергії зазначеною службовою запискою звертає увагу, що сторони (оператор системи розподілу та споживач) мають дотримуватися умов укладеного між ними договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії, а тому зміни у відносинах сторін, у тому числі щодо застосування тарифу на розподіл електричної енергії (зміни класу напруги), мають відбуватися з моменту внесення в установленому законодавством порядку відповідних змін до укладеного між ними договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.

#### **Довідково:**

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що комісією з перевірки встановлено та Актом № 274 зафіксовано **витрати (видатки)** АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», понесені внаслідок військової агресії російської федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні, що є обгрутованими, а саме:

**Визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії для операторів систем розподілу, які перейшли на стимулююче регулювання 2021 року**

З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:

**1. Фактична сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій,** нараховану за підсумками попереднього року та виплачену у звітному році відповідно до платіжних доручень, наданих ліцензіатом – **державна частка відсутня.**

**2. Фактична сума сплаченого податку на прибуток у 2021 році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії,** який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (далі – форма звітності № 2-НКРЕКП) за січень-грудень 2021 року – **грн (без ПДВ):**

	x	/	=	грн. (без
		ПДВ)		
сума сплаченого податку на прибуток у 2021 році відповідно до платіжних доручень –				
грн (без ПДВ) (таблиця 3.25.10);				
фактичні операційні витрати на розподіл електричної енергії –				грн
(без ПДВ), у тому числі (таблиця 3.25.2):				
операційні контрольовані витрати –				грн;
операційні неконтрольовані витрати –				грн;
витрати пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних				грн;
витрат електричної енергії на її розподіл –				грн;
амортизація (за бухгалтерським обліком) –				грн.
сумарні операційні витрати –				грн (без ПДВ) (з приєднаннями, іншою
діяльністю та діяльністю пов'язаною з ліцензованою) (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень				2021 року)

**3. Сума коригування необхідного доходу** відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у звітному році, визначена відповідно до пункту 5.19 глави 5 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (далі – Порядок № 1175). Фактичні значення даного показника, з урахуванням результатів перевірки, відображеного у пункті 3.20 цього Акта перевірки, **сума коригування необхідного доходу** відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг за 2021 рік становить - **грн, що вже враховано при встановленні тарифів на послуги з розподілу електричної енергії для АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2023 рік.**

з/п	Складові якості послуг	Базовий індекс SAIDI, хв	Цільовий індекс SAIDI, хв	Розрахунковий індекс SAIDI, хв	Фактичний індекс SAIDI, хв	Середньозважена по Україні ціна на універсальні послуги для малих побутових споживачів, приєднаних до системи розподілу на 2 класі напруги (Ц2), грн/МВт·год	Обсяг розподілу електричної енергії на 2 класі напруги (W м(с) ф2), МВт·год	Кількість хвилин у році, хв	Коригування необхідного доходу відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг (КЯ), тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7	8
1	Для міської території	344,4	150	329,4	295,3	3 089,20		525 600	
2	Для сільської території	795,2	300	757,1	760,7	3 089,20		525 600	
3	Усього	1 139,60	450,00	1 086,50	1 056,00				

якщо  $SAIDI_{t-2}^{м(с)р} - SAIDI_{t-2}^{м(с)ф} > 0$ , то  $КЯ_t^{м(с)} = 0$ ,

**4. Сума уточнених операційних контрольованих витрат (ОКВу) у 2021 році становить грн (без ПДВ) яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

$$ОКВу = (( \quad - \quad ) \times 108,7/100 + \quad ) \times (1 - (1 + \quad )/100) \times \quad \times (1 + 0,7 \times \quad / \quad ) = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії за 2020 рік (для першого року першого періоду регулювання  $ОКВ_{yt-2} = ОКВ_0$ , при цьому  $ОКВ_0$  визначається з урахуванням пункту 5.6 глави 5 цього Порядку, відповідно до якого базові рівні операційних контрольованих витрат для першого року першого регуляторного періоду ( $ОКВ_0$ ) встановлюються на рівні відповідних витрат, затверджених останньою структурою тарифів);

грн – середньорічний фонд оплати праці у 2020 році, що врахований у складі уточнених операційних контрольованих витрат у році t-2 (для першого року першого періоду регулювання  $ФОП_{yt-2} = ФОП_0$ , при цьому  $ФОП_0$  визначається на рівні фонду оплати праці, затвердженого останньою структурою тарифів);

грн – середньорічний фонд оплати праці в 2021 році, що розрахований відповідно до Порядку визначення витрат на оплату праці, з урахуванням фактично застосованих параметрів.

108,7 % – фактичний індекс цін виробників промислової продукції в 2021 році;

Для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році t-1 приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року t-1.

- 1,0 % – загальний показник ефективності (ПЕз), встановлений НКРЕКП;  
 0,0 % – індивідуальний показник ефективності (ПЕінд) встановлений НКРЕКП;  
 0,7 – коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання (0 < КУ < 1), встановлений НКРЕКП;  
 у. о. – зміна кількості умовних одиниць обладнання за 2021 рік; (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2021 року);  
 у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на початок 2021 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2021 року);  
 у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на кінець 2021 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2021 року).

**5. Сума уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2021 році – становить \_\_\_\_\_ грн. (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

*На підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 12.07.2023 № 1285/17-23 (мовою документу):*

*«У разі виявлення, що капіталізацію було здійснено при виконанні заходів інвестиційної програми ліцензіата, доцільно враховувати зазначені витрати при визначенні сум фактичних операційних контрольованих витрат та уточнених операційних неконтрольованих витрат. Водночас в Акті відсутня інформація щодо проведення дослідження «операційних витрат», що капіталізуються. Таким чином УЦПЕ неможливо здійснити аналіз наповнення витрат за статтею «операційні контрольовані витрати».*

$$\text{ОНВу} = \text{_____} - \text{_____} - \text{_____} \times 0,2140 + \text{_____} + \text{_____} \times \text{_____} \\ \text{0,2140} = \text{_____} \text{ грн,}$$

де:

\_\_\_\_\_ грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (\_\_\_\_\_ грн + капіталізація \_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн);

\_\_\_\_\_ грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2021 році;

\_\_\_\_\_ грн – фактичний фонд оплати праці в 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (\_\_\_\_\_ грн + капіталізація \_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн);

\_\_\_\_\_ грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (\_\_\_\_\_ грн + капіталізація \_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн);

0,2139 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2021 році (\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ = 0,2140);

\_\_\_\_\_ грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2021 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОПут-1) (0,3 % x \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_).

**Проти зафіксованої в Акті № 286 суми уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2021 році – становить \_\_\_\_\_ грн. (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

$$\text{ОНВу} = \text{_____} - \text{_____} - \text{_____} \times 0,2139 + \text{_____} + \text{_____} \times \text{_____} \\ \text{0,2139} = \text{_____} \text{ грн,}$$

де:

\_\_\_\_\_ грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП);

\_\_\_\_\_ грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2021 році (таблиця 3.25.2);

\_\_\_\_\_ грн – фактичний фонд оплати праці в 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (таблиця 3.25.2);

\_\_\_\_\_ грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (таблиця 3.25.2);

0,2139 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2021 році ( = 0,2139);  
грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2021 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОПут-1) (0,3 % x = ).

**6. Сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за 2021 рік становить (- грн (без ПДВ):**

$$\text{ЕОКВ} = \text{ОКВ у} - \text{ОКВ ф} = \quad - \quad = \quad \text{грн}$$

де:

грн – сума уточнених операційних контрольованих витрат;  
грн – сума фактичних операційних контрольованих витрат  
( грн, у тому числі капіталізація витрат на ремонт: паливно-мастильні матеріали  
грн + витрати на ремонт грн + витрати на оплату праці грн; у  
тому числі капіталізація по інвестиційній програмі: паливно-мастильні матеріали грн +  
витрати на оплату праці грн)

**7. Сума фактичних операційних контрольованих витрат з урахуванням витрат, що капіталізуються, у 2021 році, складає грн (без ПДВ).**

**8. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2021 році – грн (без ПДВ).**

*На підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 14.07.2023 № 1331/17-23 (мовою документу):*

*«Щодо розрахунку обмежень на легкові автомобілі, кількість яких перевищує 3 на 100 працівників, та будівлі адміністративного призначення площею понад 10 м<sup>2</sup> на 1 працюючого в ній.*

*При розрахунку обмежень на легкові автомобілі, кількість яких перевищує 3 на 100 працівників, та будівлі адміністративного призначення площею понад 10 м<sup>2</sup> на 1 працюючого в ній, необхідно враховувати рекомендації, надані службовою запискою УЦТПЕ ДРВСЕ від 05.06.2023 № 952/17-23.*

*У зв'язку з цим вважаємо вірним робити розрахунок обмеження для визначення регуляторної бази активів на дату переходу до стимулюючого регулювання виходячи зі загальної штатної чисельності персоналу (не віднімаючи кількість вакантних позицій).».*

$$\text{П уточ ст.} = \quad \times 0,03 = \quad \text{грн,}$$

де:

грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до підпункту 8 пункту 5 додатку 27 «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 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненням;

0,03 в. о – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009.

**9. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у 2021 році – грн.**

**10. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на початок 2021 року складає у. о.**

**11. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на кінець 2021 року складає у. о.**

**12. Сума невиконання інвестиційної програми** за 2021 рік, яка визначається як сума коштів, передбачена схваленою інвестиційною програмою по заходах, які згідно з Порядком розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955, вважаються не виконаними, із зазначенням джерел фінансування, щодо яких відбулося невиконання інвестиційної програми – **грн.**

**13. Сума перевищення вартості заходів інвестиційної програми** на 2021 рік (пункт 3.31 цього Акта перевірки):

**Перевищення вартості заходів III до 5 % по виконаних у 2021 році заходів III становить **грн (без ПДВ);****

**Перевищення вартості заходів III від 5% до 10 % по виконаних у 2021 році заходів III відсутнє;**

**Перевищення вартості заходів III понад 10% відсутнє.**

Розділ III 2021 року	Економія заходів III 2021 року, тис. грн	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%, тис. грн	Обсяг перевитрат від 5% до 10 %, тис. грн	Обсяг перевитрат, що перевищують 10 %, тис. грн	Залишок економії, тис. грн	Обсяг перевитрат, не покритих економією, тис. грн
1	2	3	4	5	6=2-3	7=3+4-2
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
<b>Всього</b>						

**14. Сума економії коштів при виконанні III у 2021 році з урахуванням перевитрат до 5% становить **грн (без ПДВ)**** (пункт 3.31 цього Акта перевірки).

**15. Сума недоплати постачальником «останньої надії»** за послуги з розподілу електричної енергії у звітному році, станом на **01.01.2022** складає **грн (без ПДВ)** (пункт 3.11 цього Акта перевірки).

**16. Різниця між сумою нарахувань за 2021 рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом 2021 року складає **грн (без ПДВ).**** (таблиця 3.11.4 пункту 3.11 цього Акта перевірки). (**грн (без ПДВ) – грн (без ПДВ).**)

**17. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др), який розраховується за формулою:**

$$D_r = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

**грн.** – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

**грн** – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2021 рік.

**18. Величина дефіциту або профіциту коштів** у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу та підтверджується

звітністю та первинними документами, яка виникла при виконанні заходів з приєднань електроустановок замовників до електричних мереж у 2021 році.

Тип приєднання	Надходження коштів, тис. грн (без ПДВ)	Фактичні витрати, тис. грн (без ПДВ)	Витрати, що формують виробничу собівартість, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з Актом перевірки)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	Фактичні витрати (із урахуванням виявленого % перевищення), тис. грн (без ПДВ)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (із урахуванням виявленого % перевищення)
Стандарт_місто_підряд							
Стандарт_місто_господарський							
Стандарт_село_підряд							
Стандарт_село_господарський							
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)							
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018 до 31.12.2021)							
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)							
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018 до 31.12.2021)							
Без зазначення способу виконання робіт							
Без зазначення типу приєднання							
Всього							

Величина профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг із стандартних та нестандартних приєднань (приєднання, які завершені в період з 01.01.2021 до 31.12.2021), розрахована на підставі отриманої від АТ «Житомиробленерго» звітної інформації щодо понесених фактичних витрат на приєднання електроустановок у 2021 році за приєднаннями, які фактично завершені у 2021 році, та з урахуванням оптимізації коштів щодо витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднань електроустановок замовників до електричних мереж за 2021 рік, становить **(+)8 651,35 тис. грн (без ПДВ)**.

**19. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід** ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) **фактичних обсягів розподілу** електричної енергії ліцензіатів порівняно із обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії – **грн (без ПДВ)**.

Такий дохід визначається на підставі фактичного обсягу розподілу електричної енергії у звітному році (за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії та затверджених рівнів тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, які діяли у відповідні періоди звітного року).

Період дії тарифів 2021 рік	Тарифи	За діючим тарифом		фактично		Відхилення («+» додаткові доходи, «-» збитки)
		Корисний відпуск	Обсяг товарної продукції	Корисний відпуск	Обсяг товарної продукції	



		грн/ МВт·год	тис. кВт·год	тис. грн	тис. кВт·год	тис. грн	тис. грн
1 клас	01-31.12.2021	212,81	446 828	95 089			
	<b>ВСЬОГО</b>		<b>446 828</b>	<b>95 089</b>			
2 клас	01-31.12.2021	1 188,01	1 853 636	2 202 138			
	<b>ВСЬОГО</b>		<b>1 853 636</b>	<b>2 202 138</b>			
1+2 клас	<b>ВСЬОГО</b>		<b>2 300 464</b>	<b>2 297 228</b>			

**20. Фактичні обсяги електричної енергії та її вартість для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, купованої на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, балансуєчному ринку, ринку двосторонніх договорів тощо. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно –**

**грн (без ПДВ).**

Період	Обсяг, МВт·год	Вартість е/е, тис. грн (без ПДВ)
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
<b>2021 рік</b>		

**21. Обсяги та вартість продажу електричної енергії на сегментах ринку електричної енергії, надлишково придбаної для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл –**

**грн (без ПДВ).**

Період	Електроенергія для врегулювання небалансів		
	Обсяг, МВт·год	Загальна вартість е/е, тис.грн (без ПДВ)	По версії комерційного обліку
2021 рік			
січень			2 версія
лютий			2 версія
березень			2 версія
квітень			2 версія
травень			2 версія
червень			2 версія
липень			2 версія
серпень			2 версія
вересень			2 версія
жовтень			2 версія
листопад			2 версія
грудень			2 версія
<b>РАЗОМ</b>			

**22. Дохід, отриманий у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата –**

**грн (без ПДВ) (пункт 5.3 цього Акта перевірки).**

**23. Дохід, отриманий у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики –**

**грн. (без ПДВ).**

**24. Дохід, отриманий від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії –**

**грн. (без ПДВ) (реалізація запасів**

**+ реалізація**

металобрухту ).

Пунктом 13 додатку 27 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, затвердженої Порядком контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 (далі – Методика), визначено, що обсяг фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним роком, збільшується в такому порядку:

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльної ліцензіата;

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики;

на 100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії;

на 50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (ДПст).

**25. Результати перевірки правильності розподілу умовних одиниць енергетичного обладнання між класами напруги.** Розподіл відповідає нормам пункту 8.2 глави 8 Порядку № 1175.

**26. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію** (в частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (ПРРЕЕ) (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) – **грн (без ПДВ).**

**27. Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання»** унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – **грн.**

**Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:**

**1.** Збільшена на 10 % сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2021 року), яка визначається з урахуванням постанови НКРЕКП від 20.04.2022 № 386 – **грн (без ПДВ).**

**2.** Додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіата порівняно з обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, з урахуванням очікуваного додаткового (недоотриманого) доходу від збільшення (зменшення) обсягів з розподілу електричної енергії у звітному році, який вже було враховано у структурах тарифів – **грн (без ПДВ).**

**3.** Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др) становить **грн (без ПДВ), де:**

грн – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2021 рік.

**4.** Дельта за статтею «витрати, пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл» становить **грн (без ПДВ):**

$$\Delta D_{\text{ТВЕ}}^{\text{H}} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн. – вартість технологічних витрат електричної енергії, врахована в тарифах на звітний рік (рядок 230, стовпчик 1, форма № 2-НКРЕКП).

грн. – нормативно-фактична вартість технологічних витрат електричної енергії, розрахованих за фактичним балансом електричної енергії та економічними коефіцієнтами прогнозованих технологічних витрат електричної енергії, відповідно до підпункту 4 пункту 5 Додатку №27 «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 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненнями.

**5.** Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (у частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень ПРРЕЕ (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) **грн (без ПДВ).**

**6.** Дельта за статтею «операційні контрольовані витрати» ( $D_{OKB}$ ) у 2021 році становить (-) **грн (без ПДВ)**, що визначається за формулою:

$$D_{OKB} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні контрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на 2021 рік;

грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії у 2021 році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175 (для *першого періоду регулювання при визначенні ОКВу показник фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році t-1 приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року t-1*).

**7.** Дельта за статтею «операційні неконтрольовані витрати» ( $D_{ONB}$ ) у 2021 році становить грн (без ПДВ), що визначається за формулою:

$$D_{ONB} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

*Проти зафіксованої в Акті № 286 дельти за статтею «операційні неконтрольовані витрати» ( $D_{ONB}$ ) у 2021 році становить **грн (без ПДВ)**, що визначається за формулою:*

$$D_{ONB} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

*грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;*

*грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.*

**8.** Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» ( $D_{Пст}$ ) у 2021 році **грн (без ПДВ).**

*На підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 14.07.2023 № 1331/17-23 (мовою документу):*

*«Щодо розрахунку обмежень на легкові автомобілі, кількість яких перевищує 3 на 100 працівників, та будівлі адміністративного призначення площею понад 10 м<sup>2</sup> на 1 працюючого в ній.*

При розрахунку обмежень на легкові автомобілі, кількість яких перевищує 3 на 100 працівників, та будівлі адміністративного призначення площею понад 10 м<sup>2</sup> на 1 працюючого в ній, необхідно враховувати рекомендації, надані службовою запискою УЦТПЕ ДРВСЕ від 05.06.2023 № 952/17-23.

У зв'язку з цим вважаємо вірним робити розрахунок обмеження для визначення регуляторної бази активів на дату переходу до стимулюючого регулювання виходячи зі загальної штатної чисельності персоналу (не віднімаючи кількість вакантних позицій).».

$$D_{\text{Пст}} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», врахована при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн - уточнена сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», що враховує введення в експлуатацію об'єктів, відчуження (вибуття) активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів на початок звітного року, тис. грн, розрахована за формулою:

$$P_{\text{уточ ст}} = \quad * 0,03 = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до інвестиційної програми, а також за рахунок надання послуг з приєднання електроустановок замовників поза заходами інвестиційної програми та активів, безоплатно отриманих ліцензіатами, у роках, які передували року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості, а також даних введення в експлуатацію об'єктів незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання інвестиційної програми (відповідно до пунктів 2.5 та 2.6 розділу II Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики, затвердженого постановою НКРЕ від 11.07.2013 № 899), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів;

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

Позитивна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 50 %.

Негативна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 100 %.

9. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання» ( $D_{\text{Пнов}}$ ) у 2021 році **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$D_{\text{Пнов}} = \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», урахована при розрахунку тарифу на звітний рік,

грн – уточнена на початок звітного року сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», що враховує фактичні дані щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції),

прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов, тис. грн, розрахована за формулою

$$\text{П уточ нов} = \quad \times 0,1674,$$

де:

грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (активи, створені за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов;

0,1674 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

**10.** Дельта за статтею «податок на прибуток»  $\text{ДПП}$ , у 2021 році становить **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$\text{ДПП} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ)}.$$

де

грн – сума коштів за статтею «податок на прибуток», врахована при розрахунку тарифів на звітний рік;

грн. – сума фактично сплаченого податку на прибуток у 2021 році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії, який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал 2021 року).

**11.** Сума коштів, що підлягає вилученню, у зв'язку із наданням ліцензіатом недостовірних даних, помилок при розрахунку необхідного доходу для здійснення діяльності з розподілу електричної енергії тощо – **грн.**

**12.** Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання» унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – **грн.**

**Загальна сума додатково отриманого /недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить **грн. (без ПДВ):****

$$= \quad \text{грн (без ПДВ)}$$

**Проти зафіксованої Актом № 286 загальної суми додатково отриманого /недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить **грн. (без ПДВ):****

$$= \quad \text{грн (без ПДВ)}$$

**Розмір об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності визначається як сума таких об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності:**

**1.** Сплачена у звітному році сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій – **державна частка відсутня.**

**2.** Суми недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної

енергії, що визначається як різниця між сумою нарахувань за 2021 рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом 2021 року – **грн (без ПДВ).**

**Сума об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності становить грн (без ПДВ).**

**= грн (без ПДВ)**

**Підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році становить грн (без ПДВ):**

**= грн. (без ПДВ)**

***Проти зафіксованої Актом № 286 підсумкової суми надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році становить грн (без ПДВ):***

**= грн. (без ПДВ)**

Позитивна сума, визначена згідно з пунктом 7 Методики, коригується на індекс споживчих цін на товари та послуги з грудня звітного року до грудня попереднього року (використовується інформація, оприлюднена на офіційному вебсайті Державної служби статистики України) та визначається як джерело фінансування інвестиційної програми за умови, що сума невиконання інвестиційної програми не більше 5%.

В іншому випадку така сума підлягає вилученню зі структури тарифів ліцензіата.

Підсумкова сума скоригована на індекс споживчих цін на товари та послуги з грудня звітного року до грудня попереднього року складає:

**x 1,10 = грн (без ПДВ)**

***Проти зафіксованої Актом № 286 підсумкової суми скоригована на індекс споживчих цін на товари та послуги з грудня звітного року до грудня попереднього року складає:***

**x 1,10 = грн (без ПДВ)**

**Визначення суми надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії 2022 року**

З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:

**1. Фактична сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій,** нараховану за підсумками попереднього року та виплачену у звітному році відповідно до платіжних доручень, наданих ліцензіатом – **державна частка відсутня.**

**2. Фактична сума сплаченого податку на прибуток у 2022 році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії,** який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (далі – форма

звітності № 2-НКРЕКП) за січень-грудень 2022 року –

грн (без ПДВ):

x / = грн. (без ПДВ)

сума сплаченого податку на прибуток у 2022 році відповідно до платіжних доручень –  
грн (без ПДВ)

фактичні операційні витрати на розподіл електричної енергії – грн  
(без ПДВ), у тому числі:

операційні контрольовані витрати – грн;

операційні неkontrolьовані витрати – грн;

витрати пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних  
витрат електричної енергії на її розподіл – грн;

амортизація (за бухгалтерським обліком) – грн.

сумарні операційні витрати – грн (без ПДВ) (з приєднаннями, іншою  
діяльністю та діяльністю пов'язаною з ліцензованою) (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень  
2022 року)

**3. Сума коригування необхідного доходу** відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у 2022 році, визначена відповідно до пункту 5.20 глави 5 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (далі – Порядок № 1175).

**Коригування необхідного доходу відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг за 2022 рік не застосовується.**

**4. Сума уточнених операційних контрольованих витрат (ОКВу) у 2022 році становить грн (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

$$\text{ОКВу} = \left( \left( \text{ } - \text{ } \right) \times 107,8/100 + \left( \text{ } \right) \times \left( 1 - (1 + 0)/100 \right) \right) \times \left( 1 + 0,7 \times \text{ } \right) / \text{ } = \text{ } \text{ грн (без ПДВ),}$$

де:

грн. – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії за 2021 рік;

грн – середньорічний фонд оплати праці у 2021 році, що врахований у складі уточнених операційних контрольованих витрат;

грн – середньорічний фонд оплати праці в 2022 році, що розрахований відповідно до Порядку визначення витрат на оплату праці, з урахуванням фактично застосованих параметрів.

107,8 % – фактичний індекс цін виробників промислової продукції в 2022 році;

Для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році t-1 приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року t-1.

1,0 % – загальний показник ефективності (ПЕз), встановлений НКРЕКП;

0,0 % – індивідуальний показник ефективності (ПЕінд) встановлений НКРЕКП;

0,7 – коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання ( $0 < \text{КУ} < 1$ ), встановлений НКРЕКП;

у. о. – зміна кількості умовних одиниць обладнання за 2022 рік (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2022 року);

у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на початок 2022 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2022 року);

у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на кінець 2022 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2022 року).

**5. Сума уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2021 році – становить \_\_\_\_\_ грн. (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

*На підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 26.06.2023 № 1158/17-23 (мовою документу):*

*«У разі виявлення, що капіталізацію було здійснено при виконанні заходів інвестиційної програми ліцензіата, доцільно враховувати зазначені витрати при визначенні сум фактичних операційних контрольованих витрат та уточнених операційних неконтрольованих витрат. Водночас в Акті відсутня інформація щодо проведення дослідження «операційних витрат», що капіталізуються. Таким чином УЦТПЕ неможливо здійснити аналіз наповнення витрат за статтею «операційні контрольовані витрати».*

$$\text{ОНВу} = \text{_____} - \text{_____} \times 0,2134 + \text{_____} + \text{_____} \times 0,2134$$

= \_\_\_\_\_ грн,

де:

\_\_\_\_\_ грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (\_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн);

\_\_\_\_\_ грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2022 році;

\_\_\_\_\_ грн – фактичний фонд оплати праці в 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (\_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн);

129 360 тис. грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (\_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн + \_\_\_\_\_ грн);

0,2133 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2022 році (\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ = 0,2134);

\_\_\_\_\_ грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2022 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОПут-1) (0,3 % x \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_).

**Сума уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2022 році – становить \_\_\_\_\_ грн. (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

$$\text{ОНВу} = \text{_____} \times 0,2133 = \text{_____} \text{ грн,}$$

де:

\_\_\_\_\_ грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП);

\_\_\_\_\_ грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2022 році;

\_\_\_\_\_ грн – фактичний фонд оплати праці в 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП);

\_\_\_\_\_ грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП);

0,2134 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2022 році (\_\_\_\_\_ = 0,2134);

\_\_\_\_\_ грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2022 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОПут-1) (0,3 % x \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_).

**6. Сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за 2022 рік відсутня, перевитрати становлять \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ):**

$$\text{ЕОКВ} = \text{ОКВ у} - \text{ОКВ ф} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн}$$

(без ПДВ)

де:



грн – сума уточнених операційних контрольованих витрат;  
грн – сума фактичних операційних контрольованих витрат  
( грн + у тому числі капіталізація грн + грн + грн +  
грн + грн + грн).

**7. Сума фактичних операційних контрольованих витрат з урахуванням витрат, що капіталізуються, у 2022 році, складає грн (без ПДВ).**

**8. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2022 році – грн (без ПДВ):**

*На підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 14.07.2023 № 1331/17-23 (мовою документу):*

*«Щодо розрахунку обмежень на легкові автомобілі, кількість яких перевищує 3 на 100 працівників, та будівлі адміністративного призначення площею понад 10 м<sup>2</sup> на 1 працюючого в ній.*

*При розрахунку обмежень на легкові автомобілі, кількість яких перевищує 3 на 100 працівників, та будівлі адміністративного призначення площею понад 10 м<sup>2</sup> на 1 працюючого в ній, необхідно враховувати рекомендації, надані службовою запискою УЦТПЕ ДРВСЕ від 05.06.2023 № 952/17-23.*

*У зв'язку з цим вважаємо вірним робити розрахунок обмеження для визначення регуляторної бази активів на дату переходу до стимулюючого регулювання виходячи зі загальної штатної чисельності персоналу (не віднімаючи кількість вакантних позицій).».*

П уточ ст. = x 0,03 = грн,

де:

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до підпункту 8 пункту 5 додатку 27 «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 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненням;

0,03 в. о – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009.

**9. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у 2022 році – грн.**

П уточ нов. = x 0,1674 = грн (без ПДВ),

де:

грн - уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до підпункту 8 пункту 5 додатку 27 «Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов» затвердженого Постановою НКРЕКП № 428 від 14.06.2018 зі змінами та доповненнями;

0,1674 в.о - встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання.

**10. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на початок 2022 року складає у. о.**

**11. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на кінець 2022 року складає у. о.**

**12. Сума невиконання інвестиційної програми за 2022 рік, яка визначається як сума коштів, передбачена схваленою інвестиційною програмою по заходах, які згідно з Порядком розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних**

програм операторів систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955, вважаються не виконаними, із зазначенням джерел фінансування, щодо яких відбулося невиконання інвестиційної програми.

Станом на 31.12.2022 залишилися не виконаними 167 заходів ІІІ на 2022 рік, загальною запланованою вартістю фінансування \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ), що становить 80,23 % від загальної суми схваленої інвестиційної програми на 2022 рік, у т. ч. не виконано заходи за наступними джерелами фінансування:

Амортизація – \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ);  
 Прибуток (обов'язкові реінвестиції) – \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ);  
 За перетоки реактивної е/е – \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ).

Відповідно до підпункту 4 пункту 2 постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406 у зв'язку із агресією російської федерації проти України, бойовими діями, які спричинили значні пошкодження електричних мереж та суттєві зміни в режимах роботи енергосистем, схем нормальних режимів, внаслідок переміщення об'єктів споживання та введенням в Україні воєнного стану, операторам систем розподілу продовжено термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року.

**13. Сума перевищення вартості заходів інвестиційної програми на 2022 рік (пункт 3.31 цього Акта перевірки):**

**Перевищення вартості заходів ІІІ до 5 % по виконаних у 2022 році заходів ІІІ становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ);**

**Перевищення вартості заходів ІІІ від 5% до 10 % по виконаних у 2022 році заходів ІІІ відсутнє;**

**Перевищення вартості заходів ІІІ понад 10% відсутнє.**

Розділ ІІІ 2022 року	Економія заходів ІІІ 2022 року, тис. грн	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%, тис. грн	Обсяг перевитрат від 5% до 10 %, тис. грн	Обсяг перевитрат, що перевищують 10 %, тис. грн	Залишок економії, тис. грн	Обсяг перевитрат, не покритих економією, тис. грн
1	2	3	4	5	6=2-3	7=3+4-2
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
<b>Всього</b>						

**14. Сума економії коштів при виконанні ІІІ у 2022 році з урахуванням перевитрат до 5% становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) (пункт 3.31 цього Акта перевірки).**

Постановою НКРЕКП від 02.08.2022 № 851 внесено зміни до постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406, зокрема, пункт 2 доповнено новим підпунктом такого змісту «4) **продовжити термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року**».

**15. Сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії у звітному році, станом на 01.01.2023 складає \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) (пункт 3.11 цього Акта перевірки).**

**16. Різниця між сумою нарахувань за 2022 рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом 2022 року складає \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ). (таблиця 3.11.5 пункту 3.11 цього Акта перевірки).**

\_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) – \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ))

**17. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др), який розраховується за формулою:**

$$Др = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2022 рік.

**18. Величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу та підтверджується звітністю та первинними документами, яка виникла при виконанні заходів з приєднань електроустановок замовників до електричних мереж у 2022 році.**

Тип приєднання	Надходження коштів, тис. грн (без ПДВ)	Фактичні витрати, тис. грн (без ПДВ)	Витрати, що формують виробничу собівартість, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з Актом перевірки)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	Фактичні витрати (із урахуванням виявленого % перевищення), тис. грн (без ПДВ)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (із урахуванням виявленого % перевищення)
Стандарт_місто_підряд							
Стандарт_місто_господарський							
Стандарт_село_підряд							
Стандарт_село_господарський							
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)							
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018 до 31.12.2022)							
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)							
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018 до 31.12.2022)							
Без зазначення способу виконання робіт							
Тимчасові приєднання							
Без зазначення місцевості							
Всього							

Величина дефіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг із стандартних та нестандартних приєднань (приєднання, які завершені в період з 01.01.2022 до 31.12.2022), розрахована за приєднаннями, які фактично завершені у 2022 році, та з урахуванням оптимізації коштів щодо витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднань електроустановок замовників до електричних мереж за 2022 рік, становить **грн (без ПДВ).**

**19. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіатів порівняно із обсягами**

розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії – **грн (без ПДВ).**

Такий дохід визначається на підставі фактичного обсягу розподілу електричної енергії у звітному році (за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії та затверджених рівнів тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, які діяли у відповідні періоди звітного року).

	Період дії тарифів 2022 рік	Тарифи грн/ МВт·год	За діючим тарифом		фактично		Відхилення («+» додаткові доходи, «-» збитки) тис. грн
			Корисний відпуск тис. кВт·год	Обсяг товарної продукції тис. грн	Корисний відпуск тис. кВт·год	Обсяг товарної продукції тис. грн	
<b>1 клас</b>	01.01.2022-31.12.2022	247,28	560 010	138 479			
	<b>ВСЬОГО</b>		<b>560 010</b>	<b>138 479</b>			
<b>2 клас</b>	01.01.2022-31.12.2022	1 333,43	2 102 412	2 803 419			
	<b>ВСЬОГО</b>		<b>2 102 412</b>	<b>2 803 419</b>			
<b>1+2 клас</b>	<b>ВСЬОГО</b>		<b>2 662 422</b>	<b>2 941 899</b>			

**20. Фактичні обсяги електричної енергії та її вартість для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, купованої на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, балансуєчному ринку, ринку двосторонніх договорів тощо. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно – **грн (без ПДВ).****

Період	Обсяг, МВт·год	Вартість е/е, тис. грн (без ПДВ)
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
<b>2022 рік</b>		

**21. Обсяги та вартість продажу електричної енергії на сегментах ринку електричної енергії, надлишково придбаної для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл – **грн (без ПДВ).****

Період	Електроенергія для врегулювання небалансів		
	Обсяг, МВт·год	Загальна вартість е/е, тис.грн (без ПДВ)	По версії комерційного обліку
2022 рік			
січень			2 версія
лютий			2 версія
березень			2 версія
квітень			2 версія
травень			2 версія
червень			2 версія
липень			2 версія
серпень			2 версія
вересень			2 версія
жовтень			2 версія
листопад			2 версія

грудень			2 версія
<b>РАЗОМ</b>			

**22. Дохід, отриманий у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата – грн (без ПДВ) (пункт 5.3 цього Акта перевірки, Додаток 5.3.8).**

**23. Дохід, отриманий у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики – грн (без ПДВ) (пункт 5.3 цього Акта перевірки).**

**24. Дохід, отриманий від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії – грн (без ПДВ) (реалізація запасів + реалізація металобрухту) (пункт 5.3 цього Акта перевірки).**

Пунктом 13 додатку 27 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, затвердженої Порядком контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 (далі – Методика), визначено, що обсяг фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним роком, збільшується в такому порядку:

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата;

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики;

на 100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії;

на 50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (ДПст).

**25. Результати перевірки правильності розподілу умовних одиниць енергетичного обладнання між класами напруги. Розподіл відповідає нормам пункту 8.2 глави 8 Порядку № 1175.**

**26. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (в частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (ПРРЕЕ) (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) – грн (без ПДВ).**

**27. Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання» унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – грн.**

**Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:**

**1. Сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2022 року), яка визначається з урахуванням постанови НКРЕКП від 20.04.2022 N 386.**

Станом на 31.12.2022 залишились **не виконаними 167 заходів III** на 2022 рік, загальною **запланованою вартістю фінансування** **грн (без ПДВ)**, що становить **%** від загальної суми схваленої інвестиційної програми на 2022 рік, у т. ч. не виконано заходи за наступними джерелами фінансування:

Амортизація – **грн (без ПДВ);**

Прибуток (обов'язкові реінвестиції) – **грн (без ПДВ);**

За перетоки реактивної е/е – **грн (без ПДВ).**

Відповідно до підпункту 4 пункту 2 постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406 у зв'язку із агресією російської федерації проти України, бойовими діями, які спричинили значні

пошкодження електричних мереж та суттєві зміни в режимах роботи енергосистем, схем нормальних режимів, внаслідок переміщення об'єктів споживання та введенням в Україні воєнного стану, операторам систем розподілу **продовжено термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року.**

Пунктом 4 постанови НКРЕКП від 26.05.2022 № 406 ( в редакції, що діє з 23.05.2023) встановлено, що за результатами здійснення заходів державного контролю в частині перевірки дотримання операторами систем розподілу вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470, загальну суму додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у 2022 році визначати з урахуванням суми недофінансування інвестиційної програми операторів систем розподілу на 2022 рік.

Таким чином сума недофінансування інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» за підсумками діяльності у 2022 році становить  
**грн (без ПДВ) ( - ).**

**2. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіата порівняно з обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахуваними в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, з урахуванням очікуваного додаткового (недоотриманого) доходу від збільшення (зменшення) обсягів з розподілу електричної енергії у звітному році, який вже було враховано у структурах тарифів – **грн (без ПДВ).****

**3. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др) становить **грн (без ПДВ),****

де:

$$Др = - = \text{грн (без ПДВ),}$$

грн – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2022 рік.

**4. Дельта за статтею «витрати, пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл» становить **грн (без ПДВ):****

$$\Delta Д_{ТВЕ}^H = - = \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – вартість технологічних витрат електричної енергії, врахована в тарифах на звітний рік (рядок 230, стовпчик 1, форма № 2-НКРЕКП).

грн – нормативно-фактична вартість технологічних витрат електричної енергії, розрахованих за фактичним балансом електричної енергії та економічними коефіцієнтами прогнозованих технологічних витрат електричної енергії, відповідно до підпункту 4 пункту 5 Додатку № 27 «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 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненнями.

**5. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (у частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень ПРРЕЕ (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) **грн (без ПДВ).****

**6. Дельта за статтею «операційні контрольовані витрати» (ДОКВ) у 2022 році становить (-) **грн (без ПДВ),**** що визначається за формулою:

$$Д_{ОКВ} = - = \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні контрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на 2022 рік;

грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії у 2022 році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175 (для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу показник фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році  $t-1$  приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року  $t-1$ ).

**7. Дельта за статтею «операційні неконтрольовані витрати» ( $D_{ОНВ}$ ) у 2022 році становить грн (без ПДВ), що визначається за формулою:**

$$D_{ОНВ} = \quad - \quad = \quad \text{грн. (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

*Проти зафіксованої Актом № 286 дельти за статтею «операційні неконтрольовані витрати» ( $D_{ОНВ}$ ) у 2022 році становить **грн (без ПДВ)**, що визначається за формулою:*

$$D_{ОНВ} = \quad - \quad = \quad \text{грн. (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

**8. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» ( $D_{Пст}$ ) у 2022 році **грн (без ПДВ)****

*На підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 14.07.2023 № 1331/17-23 (мовою документу):*

*«Щодо розрахунку обмежень на легкові автомобілі, кількість яких перевищує 3 на 100 працівників, та будівлі адміністративного призначення площею понад 10 м<sup>2</sup> на 1 працюючого в ній.*

*При розрахунку обмежень на легкові автомобілі, кількість яких перевищує 3 на 100 працівників, та будівлі адміністративного призначення площею понад 10 м<sup>2</sup> на 1 працюючого в ній, необхідно враховувати рекомендації, надані службовою запискою УЦТПЕ ДРВСЕ від 05.06.2023 № 952/17-23.*

*У зв'язку з цим вважаємо вірним робити розрахунок обмеження для визначення регуляторної бази активів на дату переходу до стимулюючого регулювання виходячи зі загальної штатної чисельності персоналу (не віднімаючи кількість вакантних позицій).».*

$$D_{Пст} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», врахована при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн - уточнена сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», що враховує введення в експлуатацію об'єктів, відчуження (вибуття) активів, коригування у зв'язку із недотриманням

вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів на початок звітного року, тис. грн, розрахована за формулою:

$$П \text{ уточ ст} = \quad *0,03 = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до інвестиційної програми, а також за рахунок надання послуг з приєднання електроустановок замовників поза заходами інвестиційної програми та активів, безоплатно отриманих ліцензіатами, у роках, які передували року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості, а також даних введення в експлуатацію об'єктів незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання інвестиційної програми (відповідно до пунктів 2.5 та 2.6 розділу II Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики, затвердженого постановою НКРЕ від 11.07.2013 № 899), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів;

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

**Проти зафіксованої в Акті № 286 дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (ДПст) у 2022 році**  
**грн (без ПДВ), визначається за формулою:**

$$ДПст = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», врахована при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн - уточнена сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», що враховує введення в експлуатацію об'єктів, відчуження (вибуття) активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів на початок звітного року, тис. грн, розрахована за формулою:

$$П \text{ уточ ст} = \quad *0,03 = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до інвестиційної програми, а також за рахунок надання послуг з приєднання електроустановок замовників поза заходами інвестиційної програми та активів, безоплатно отриманих ліцензіатами, у роках, які передували року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості, а також даних введення в експлуатацію об'єктів незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання інвестиційної програми (відповідно до пунктів 2.5 та 2.6 розділу II Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики, затвердженого постановою НКРЕ від 11.07.2013 № 899), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів;

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

Позитивна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до



дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 50 %.

Негативна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 100 %.

**9.** Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання» (ДПнов) у 2022 році **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$\text{ДПнов} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», урахована при розрахунку тарифу на звітний рік,

грн – уточнена на початок звітнього року сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», що враховує фактичні дані щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов, тис. грн, розрахована за формулою

$$\text{П уточ нов} = \quad \times 0,1674,$$

де:

грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (активи, створені за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов;

0,1674 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

**10.** Дельта за статтею «податок на прибуток» ДПП, у 2022 році становить **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$\text{ДПП} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ).}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «податок на прибуток», врахована при розрахунку тарифів на звітний рік;

грн – сума фактично сплаченого податку на прибуток у 2022 році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії, який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал 2022 року).

**11.** Сума коштів, що підлягає вилученню, у зв'язку із наданням ліцензіатом недостовірних даних, помилок при розрахунку необхідного доходу для здійснення діяльності з розподілу електричної енергії тощо – **грн.**

**12.** Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання» унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – **грн.**

**Загальна сума додатково отриманого/недоотриманого доходу від ліцензованої**

діяльності у звітному році становить

грн (без ПДВ):

=

грн (без ПДВ)

*Проти зафіксованої в Акті № 286 загальної суми додатково отриманого/недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить (-) грн (без ПДВ):*

=

грн (без ПДВ)

**Розмір об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності визначається як сума таких об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності:**

**1.** Сплачена у звітному році сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій – **державна частка відсутня.**

**2.** Суми недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії, що визначається як різниця між сумою нарахувань за 2022 рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом 2022 року **грн (без ПДВ).**

**Сума об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності становить грн (без ПДВ):**

грн (без ПДВ).

**Підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році становить грн (без ПДВ):**

грн (без ПДВ)

*Проти зафіксованої в Акті № 286 підсумкової суми надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році становить* **грн (без ПДВ):**

-

=

грн (без ПДВ)

При здійсненні заходів контролю за результатами діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у звітному році, не коригується на індекс споживчих цін на товари та послуги.

Як зазначалось комісією з перевірки вище, постановою НКРЕКП від 02.08.2022 № 851 внесено зміни до постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406, зокрема, пункт 2 доповнено новим підпунктом такого змісту **«4) продовжити термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року».**

Отже, підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у 2022 році підлягає уточненню (коригуванню) за результатом здійснення НКРЕКП заходу державного контролю за результатом виконання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» заходів схваленої інвестиційної програми з розподілу електричної енергії на 2022 рік.

### **З огляду на зазначене, пропонуємо прийняти:**

#### **1) постанову, якою:**

1. Накласти **штраф** у розмірі **85 000** (вісімдесят п'ять тисяч) гривень на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії.

2. Прийняти до відома загальну суму коштів **147 810,35** тис. грн (без ПДВ) по частково профінансованих та освоєних станом на 31 грудня 2022 року заходах схваленої Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік.

3. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»:

1) урахувати в Інвестиційній програмі з розподілу електричної енергії на 2023 та 2024 роки статтю «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2021 та 2022 роках» без додаткових джерел фінансування на загальну суму **64 244,32 тис. грн (без ПДВ)** рівними частинами, яка включає:

суму надлишково отриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році в розмірі **33 617,40** тис. грн (без ПДВ);

суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у 2021 році коштів тарифу з розподілу електричної енергії у розмірі **626,42** тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого у 2021 році доходу від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності у розмірі **3 068,50** тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2021 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі **12 041,00** тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році у розмірі **4 452,00** тис. грн (без ПДВ);

50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» у 2021 році у розмірі **1 003,50** тис. грн. (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2022 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності у розмірі **2 895,50** тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2022 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі **3 615,00** тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році у розмірі **2 925,00** тис. грн (без ПДВ);

2) надати до 01 вересня 2023 року до НКРЕКП та Сектору НКРЕКП у Житомирській області в електронному вигляді з накладенням кваліфікованого електронного підпису керівника ліцензіата (або іншої уповноваженої особи) уточнені за результатами перевірки реєстри, у яких виявленні розбіжності під час проведення планової перевірки та

розрахунок регуляторної бази активів, яка сформована на дату переходу до стимулюючого регулювання станом на 01 січня 2021 року;

3) у термін до 01 вересня 2023 року, відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу звернутися до НКРЕКП з пропозицією щодо включення до Інвестиційної програми на 2023 рік довиконання заходів, зазначених у пункті 2 цієї постанови, на загальну суму 52 838,43 тис. грн (без ПДВ) у фізичних обсягах, що залишились недовиконаними, за рахунок джерел фінансування Інвестиційної програми на 2023 рік;

4) у термін до до 31 грудня 2023 року довиконати заходи схваленої Інвестиційної програми на 2022 рік, що були профінансовані у повному обсязі та недооосвоєні станом на 31 грудня 2022 року.

4. Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики, у межах здійснення заходів державного регулювання, відповідно до пунктів 1, 13 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»:

1) підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання на 2024 рік шляхом його зміни в бік збільшення на суму у розмірі **199 445,22 тис. грн (без ПДВ)**, врахувавши:

суму недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році у розмірі **168 040,32 тис. грн (без ПДВ)**;

витрати, що були понесені АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у 2022 році внаслідок військової агресії російської федерації проти України, у розмірі **31 431,66 тис. грн (без ПДВ)**;

витрати на відновлення об'єктів електричних мереж або їх складових, пошкоджених внаслідок бойових дій у розмірі **3 917,05 тис. грн**;

суму профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», за 2021 рік у розмірі **8 651,35 тис. грн (без ПДВ)**;

суму дефіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», за 2022 рік у розмірі **4 707,54 тис. грн (без ПДВ)**.

За результатами здійснення заходу державного контролю в частині перевірки стану виконання у 2023 році заходів схваленої інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік уточнити підсумкову суму надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»;

2) у разі неврахування АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» в Інвестиційній програмі з розподілу електричної енергії на 2023 та 2024 роки суми додатково отриманого доходу за результатом діяльності у 2021 та 2022 роках, зазначеної у підпункті 1 пункту 3 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифу підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом його зміни в бік зменшення на загальну суму **64 244,32** тис. грн (без ПДВ);

3) у разі невключення до Інвестиційної програми з розподілу електричної енергії на 2023 рік заходів, зазначених у підпункті 3 пункту 3 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифу підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що буде проводитися у формі відкритого слухання, проект рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом його зміни в бік зменшення на суму профінансованих коштів схваленої Інвестиційної програми на 2022 рік у розмірі **147 810,35** тис. грн (без ПДВ).

## **2) розпорядження про усунення порушень, відповідно до якого:**

Зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622):

1) у строк до 01 серпня 2023 року надати до НКРЕКП звіт за формою № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності» в електронному вигляді з накладенням КЕП та/або кваліфікованої електронної печатки ліцензіата за IV квартал 2022 року, про що у строк до 15 серпня 2023 року поінформувати НКРЕКП та Сектор НКРЕКП у Житомирській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів;

2) у строк до 01 жовтня 2023 року привести у відповідність договірні відносини та внести зміни до договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії у паперовому вигляді, підписані уповноваженими особами обох сторін, що укладені з ФО БАБИЧ МИХАЙЛО АНТОНОВИЧ, ТОВ «ПОЛІССЯ-2002», КП «АРХПЛАН» МАЛИНСЬКОЇ РАЙОННОЇ РАДИ, ТОВ «МАЛИНСЬКА ФАБРИКА СПЕЦІАЛЬНОГО ПАПЕРУ», ТОВ «ТД «ПАПІР-МАЛ», ПРАТ «ДЕТВІЛЕР УЩІЛЬНЮЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ УКРАЇНА», ГАРАЖНИЙ КООПЕРАТИВ «БУМАЖНИК», ТОВ «ВМ УА», ТОВ «СТИЛЬТРАНС», ПАТ «ЖИТОМИРЗООВЕТПОСТАЧ», ТОВ «ЛАЙФСЕЛЛ», ПРАТ «ВФ УКРАЇНА», ТОВ «БАРБАРА ТРАМП», ТОВ «ЖЕРОК-АЛЬФА», ТОВ «АЛЬФА-СМ», ТОВ «ОБІО», АТ «МІЖНАРОДНИЙ РЕЗЕРВНИЙ БАНК», ТОВ «ЖИТОМИР-АГРОБУДІНДУСТРІЯ», ТОВ «ФПС ФЛЕКСІБЛС УКРАЇНА», ТОВ «ОНВІ», КП «ЖИТОМИРВОДОКАНАЛ» ЖИТОМИРСЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ, ТОВ «ЖИТОМИРСЬКИЙ М'ЯСОКОМБІНАТ», ІНОЗЕМНЕ ПІДПРИЄМСТВО «ЄВРОГОЛД ІНДЕСТРІЗ ЛТД», ПП «ТОРГІВЕЛЬНИЙ ДІМ «ПЛАСТ-СЕРВІС», ТОВ «ФІРМА ЕСТРЕЛЛА», КП «ЖИТОМИРСЬКЕ ТРАМВАЙНО-ТРОЛЕЙБУСНЕ УПРАВЛІННЯ» ЖИТОМИРСЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ, ТОВ «С.Т. ТРЕЙД», ФОП ГАДЗЕВИЧ ОКСАНА ОЛЕГІВНА, ТОВ «ТКАЧ І», ПАТ «ЖИТОМИРСЬКИЙ ЗАВОД ХІМІЧНОГО ВОЛОКНА», ФОП ВОЙТКО ОЛЕКСАНДР ПЕТРОВИЧ, ПП «ВІКТОРІЯ», ТОВ «СП ЕКОМЕТАЛ», ТОВ «ДПП ЕЙР ГАЗ», ФОП ЛУК'ЯНЧУК ЗІНАЇДА МИКОЛАЇВНА, ФОП СИРОТКІНА ГАННА ВОЛОДИМИРІВНА, ПП «НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ ПІДПРИЄМСТВО «ПРОМЕКС», ТОВ «КОМПО ГРУП», ТОВ «ВИРОБНИЧА КОМПАНІЯ «МАРК», ПП «СКЕФАЛД-2», ФОП ПАСІЧНИК ЛАРИСА ПЕТРІВНА, ТОВ «ПАКОМІКС-СЕРВІС», ФОП ЛІТВІНОВ ОЛЕКСІЙ МИХАЙЛОВИЧ, ТОВ «БІОФОРЕСТ 2020», ФОП СОТНИК ІРИНА СЕРГІЇВНА, ТОВ «АЛЮМ-ХОЛДІНГ», ТОВ «ЗАВОД МІНЕРАЛОВАТНИХ ВИРОБІВ», ПП «СПЕЦЕЛЕКТРОМОНТАЖ 2009», ФОП СТАДНИК Г. Р., САВЧУК С. П.,

, ПП «СПОРТИВНИЙ КЛУБ «ЮКА», ФОП ЧЕРВІНСЬКИЙ АНТОН МИКОЛАЙОВИЧ у частині визначеного класу напруги у відповідність до вимог положень пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, про що у строк до 15 жовтня 2023 року поінформувати НКРЕКП та Сектор НКРЕКП у Житомирській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

**Заступник директора Департаменту  
ліцензійного контролю – начальник  
управління ліцензійного контролю  
в енергетичному комплексі та у сфері  
комунальних послуг Департаменту  
ліцензійного контролю**

**Роман МАРЕЦЬКИЙ**



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

**ПОСТАНОВА**

№ \_\_\_\_\_

Київ

Про накладення штрафу на АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії та здійснення заходів державного регулювання

Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у результаті розгляду \_\_\_\_ липня 2023 року на засіданні, яке проводилось у формі відкритого слухання, Акта планової перевірки від 23 червня 2023 року № 286, проведеної на підставі Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2023 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 23 листопада 2022 року № 1550, відповідно до постанови НКРЕКП від 08 червня 2023 року № 1035 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» та посвідчень на проведення планової перевірки від 23 травня 2023 року № 284, від 15 червня 2023 року № 318 та від 20 червня 2023 року № 329, встановлено, що АКЦІОНЕРНИМ ТОВАРИСТВОМ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) не дотримано вимоги нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушено Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджені постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), а саме:

пунктів 1 та 11 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та укладати договори, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії, та виконувати умови таких договорів;

пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV (у редакції, що діяла до 04 листопада 2022 року), яким встановлено, що у разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується;

Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, що є додатком 5 до Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309 (далі – Типовий договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління), а саме:

пункту 2.5 у частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за надану послугу на умовах часткової попередньої оплати вартості послуги за поточний розрахунковий період згідно із встановленою договором системою платежів і розрахунків,

підпункту 3.2.1 пункту 3.2 в частині обов'язку користувача своєчасно та в повному обсязі здійснювати розрахунки за цим Договором;

Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309 (далі – Типовий договір про надання послуг з передачі електричної енергії), а саме:

пункту 5.2 в частині обов'язку користувача здійснювати поетапну попередню оплату планової вартості послуги ОСП відповідно до встановленого алгоритму,

пункту 5.5 у частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за фактичний обсяг послуг з передачі електричної енергії відповідно до умов договору,

підпункту 3 пункту 8.3 в частині обов'язку користувача здійснювати вчасно та у повному обсязі оплату за послугу з передачі електричної енергії на умовах, визначених цим Договором;

пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312 (далі – Типовий договір споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії), згідно з яким усі додатки, зміни та доповнення до цього договору та додатків, зазначених



у пункті 12.8 цього договору, які є невід'ємною частиною цього договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох сторін;

пункту 2.11 глави 2 Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року № 282 (далі – Інструкція щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна)), у частині наведення звітних даних у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість;

пункту 1 (у редакції, що діяла до 04 липня 2021 року) постанови НКРЕКП від 17 грудня 2019 року № 2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» (далі – постанова НКРЕКП від 17 грудня 2019 року № 2896), у частині дотримання граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі 50 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді;

Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу), а саме:

пункту 2.8 глави 2 (у редакції, що діяла до 18 березня 2023 року), яким встановлено, що ІП формується відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)) та включає:

- 1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІП з урахуванням заходів чинної ІП;
- 2) опис робіт, запланованих на прогнозний період;
- 3) перелік робіт, послуг, обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення, запланованих для виконання або закупівлі у прогнозному періоді, з урахуванням наскрізної пріоритетизації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритетизації заходів пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості

надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності, що включаються до ІІІ без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проєктами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

вступ, у якому зазначається:

інформація щодо проведення відкритого обговорення на місцях з посиланням на відповідний протокол щодо відповідності заходів ІІІ наданому ПРСР ліцензіата та розробленому Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг тощо;

інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення, із зазначенням розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії та планів щодо їх встановлення;

інформація щодо переліку об'єктів електромереж ліцензіата з найбільшими показниками SAIDI з урахуванням вимог, визначених у цій главі, відсортовану за показником SAIDI від найвищого до найнижчого, з визначенням переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення зниження цих показників;

інформація щодо фактичних та прогнозних витрат електричної енергії в системі розподілу та заходів, направлених на їх зниження за результатами реалізації ІІІ;

інформація щодо результатів виконання розроблених у попередні періоди ТЕО (у тому числі з підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж/компенсації реактивної потужності) та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з детальним графіком виконання цих заходів;

інформація щодо виконання ліцензіатом заходів у частині забезпечення необхідного рівня потужності кінцевих користувачів, з урахуванням створення резерву потужності для забезпечення перспективного зростання споживання, відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема ДБН, та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з графіком виконання цих заходів;

інформація щодо впровадження та модернізації автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії ліцензіата;

обґрунтування пріоритетизації включення до ІІІ заходів та їх відповідність програмам/концепціям розвитку ліцензіата;

обґрунтування заходів щодо підвищення рівня напруги;

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми з описом існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин, зазначенням останньої дати проведення ремонтних робіт, терміну їх експлуатації, типу та характеристик;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію та інші необхідні обґрунтовуючі матеріали по всіх заходах ІІІ;

інформацію щодо проведення експертизи проєктно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання, фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання, фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІІ;

6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ,

пункту 2.9 глави 2 (у редакції, що діяла до 25 серпня 2022 року), яким встановлено, що ІІІ формується відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)) та включає:

1) інформацію про прогностний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІІІ з урахуванням заходів чинної ІІІ;

2) опис робіт, запланованих на прогностний період;

3) перелік робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогностному періоді, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів;

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогностному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію;

інформацію щодо проведення експертизи проєктно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІІ;

6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ,

пункту 2.9 глави 2 (у редакції, що діяла до 18 березня 2023 року), яким встановлено, що до ІІІ ліцензіатом додаються обґрунтовуючі матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, мають містити:

1) проєктно-кошторисну документацію з виконання відповідних робіт, розроблену та затверджену відповідно до вимог чинного законодавства. При цьому обсяги робіт та ресурсів (матеріалів, обладнання тощо) у кошторисній документації повинні бути підтверджені відповідними обсягами у затвердженій проєктній частині;

2) експертні висновки щодо розгляду проєктно-кошторисної документації відповідно до вимог чинного законодавства;

3) накази про затвердження відповідної проєктно-кошторисної документації;

4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проєктування та інші матеріали;

5) цінові (комерційні) пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі;

6) відповідні програми/концепції розвитку, що містять перелік запланованих за роками заходів.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному вебсайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогностного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками;

пункту 2.10 глави 2 (у редакції, що діяла до 25 серпня 2022 року), згідно з яким до ІІІ додаються обґрунтовуючі матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, можуть містити цінові пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної

закупівлі, накази про затвердження проектної документації (або зведені кошториси до відповідних проектів), що передбачені ІІІ.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному вебсайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогнозного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками,

пункту 3.9, згідно з яким оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору, зокрема у складі ІІІ, звітів щодо виконання ІІІ, обґрунтовуючих матеріалів до ІІІ;

абзацу дев'ятого пункту 1.5 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженої постановою НКРЕКП від 18 грудня 2018 року № 1965 (далі – Методика формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу), згідно з яким оператори систем розподілу відповідають за достовірність даних, зазначених ними у формах звітності та в документах;

пункту 3 Порядку визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги, затвердженого постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 13 серпня 1998 року № 1052, у частині визначення класу напруги для споживачів електричної енергії;

пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175 (далі – Порядок встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії), у частині встановлення класу напруги споживачу окремо за кожною межею балансової належності;

пункт 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме:

підпункт 7 у частині надання до НКРЕКП достовірних документів (їх копій) та інформації (дані, відомості, звітність), необхідних для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, в обсягах та у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП,

підпункт 13 у частині укладення договорів, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконання умов цих договорів,

підпункт 26 (у редакції, що діяла до 01 січня 2022 року) у частині надання послуг з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу,

підпункт 46 у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем

розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогнозному періоду,

підпункт 54 (у редакції, що діяла до 05 серпня 2022 року) та підпункт 60 щодо обов'язку ліцензіата своєчасно та в повному обсязі сплачувати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії.

Відповідно до статей 17, 19 та 22 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

### **ПОСТАНОВЛЯЄ:**

1. Відповідно до пунктів 11, 12 частини першої статті 17, статей 19 та 22 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та статті 77 Закону України «Про ринок електричної енергії» накласти штраф у розмірі 85 000 (вісімдесят п'ять тисяч) гривень на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме:

пунктів 1 та 11 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та укладати договори, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії, та виконувати умови таких договорів;

пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV (у редакції, що діяла до 04 листопада 2022 року), яким встановлено, що у разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується;

Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, а саме:

пункту 2.5 у частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за надану Послугу на умовах часткової попередньої оплати вартості Послуги за поточний розрахунковий період згідно із встановленою договором системою платежів і розрахунків,

підпункту 3.2.1 пункту 3.2 в частині обов'язку користувача своєчасно та в повному обсязі здійснювати розрахунки за цим Договором;

Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії, а саме:

пункту 5.2 в частині обов'язку користувача здійснювати поетапну попередню оплату планової вартості послуги ОСП відповідно до встановленого алгоритму,

пункту 5.5 у частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за фактичний обсяг послуг з передачі електричної енергії відповідно до умов договору;

підпункту 3 пункту 8.3 в частині обов'язку користувача здійснювати вчасно та у повному обсязі оплату за послугу з передачі електричної енергії на умовах, визначених цим Договором;

пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, згідно з яким усі додатки, зміни та доповнення до цього договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього договору, які є невід'ємною частиною цього договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох сторін;

пункту 2.11 глави 2 Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) у частині наведення звітних даних у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість;

пункту 1 (у редакції, що діяла до 04 липня 2021 року) постанови НКРЕКП від 17 грудня 2019 року № 2896 у частині дотримання граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі 50 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді;

Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, а саме:

пункту 2.8 глави 2 (у редакції, що діяла до 18 березня 2023 року), яким встановлено, що ІП формується відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)) та включає:

- 1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІП з урахуванням заходів чинної ІП;
- 2) опис робіт, запланованих на прогнозний період;
- 3) перелік робіт, послуг, обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення, запланованих для виконання або закупівлі у

прогнозованому періоді, з урахуванням наскрізної пріоритизації заходів у межах розділів ІІІ, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритизації заходів пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності, що включаються до ІІІ без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проєктами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

вступ, у якому зазначається:

інформація щодо проведення відкритого обговорення на місцях з посиланням на відповідний протокол щодо відповідності заходів ІІІ наданому ПРСР ліцензіата та розробленому Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг тощо;

інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення, із зазначенням розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії та планів щодо їх встановлення;

інформація щодо переліку об'єктів електромереж ліцензіата з найбільшими показниками SAIDI з урахуванням вимог, визначених у цій главі, відсортовану за показником SAIDI від найвищого до найнижчого, з визначенням переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення зниження цих показників;

інформація щодо фактичних та прогнозних витрат електричної енергії в системі розподілу та заходів, направлених на їх зниження за результатами реалізації ІІІ;

інформація щодо результатів виконання розроблених у попередні періоди ТЕО (у тому числі з підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж/компенсації реактивної потужності) та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з детальним графіком виконання цих заходів;

інформація щодо виконання ліцензіатом заходів у частині забезпечення необхідного рівня потужності кінцевих користувачів, з урахуванням створення резерву потужності для забезпечення перспективного зростання споживання, відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема ДБН, та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з графіком виконання цих заходів;



інформація щодо впровадження та модернізації автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії ліцензіата;

обґрунтування пріоритезації включення до ІІ заходів та їх відповідність програмам/концепціям розвитку ліцензіата;

обґрунтування заходів щодо підвищення рівня напруги;

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми з описом існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин, зазначенням останньої дати проведення ремонтних робіт, терміну їх експлуатації, типу та характеристик;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію та інші необхідні обґрунтовуючі матеріали по всіх заходах ІІ;

інформацію щодо проведення експертизи проєктно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання, фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогнозному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання, фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІ;

б) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІ,

пункту 2.9 глави 2 (у редакції, що діяла до 25 серпня 2022 року), яким встановлено, що ІІ формується відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)) та включає:

1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІІ з урахуванням заходів чинної ІІ;

2) опис робіт, запланованих на прогнозний період;

3) перелік робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогнозному періоді, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових кварталних обсягів надходжень коштів;

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію;

інформацію щодо проведення експертизи проєктно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання та вартості, що заплановані до виконання у прогнозному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІІ;

6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ,

пункту 2.9 глави 2 (у редакції, що діяла до 18 березня 2023 року), яким встановлено, що до ІІІ ліцензіатом додаються обґрунтовуючі матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, мають містити:

1) проєктно-кошторисну документацію з виконання відповідних робіт, розроблену та затверджену відповідно до вимог чинного законодавства. При цьому обсяги робіт та ресурсів (матеріалів, обладнання тощо) у кошторисній документації повинні бути підтверджені відповідними обсягами у затвердженій проєктній частині;

2) експертні висновки щодо розгляду проєктно-кошторисної документації відповідно до вимог чинного законодавства;

3) накази про затвердження відповідної проєктно-кошторисної документації;

4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проєктування та інші матеріали;

5) цінові (комерційні) пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі;

6) відповідні програми/концепції розвитку, що містять перелік запланованих за роками заходів.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному вебсайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогнозного періоду та/або

фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками;

пункту 2.10 глави 2 (у редакції, що діяла до 25 серпня 2022 року), згідно з яким до ІІ додаються обґрунтовуючі матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, можуть містити цінові пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі, накази про затвердження проєктної документації (або зведені кошториси до відповідних проєктів), що передбачені ІІ.

Також до ІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному вебсайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогнозного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками,

пункту 3.9, згідно з яким оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору, зокрема у складі ІІ, звітів щодо виконання ІІ, обґрунтовуючих матеріалів до ІІ;

абзацу дев'ятого пункту 1.5 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, яким встановлено, що оператори систем розподілу відповідають за достовірність даних, зазначених ними у формах звітності та в документах;

пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії у частині встановлення класу напруги споживачу окремо за кожною межею балансової належності;

пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме:

підпункту 7 у частині надання до НКРЕКП достовірних документів (їх копій) та інформації (дані, відомості, звітність), необхідних для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, в обсягах та у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП,

підпункту 13 у частині укладення договорів, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконання умов цих договорів,

підпункту 26 (у редакції, що діяла до 01 січня 2022 року) у частині надання послуг з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу,

підпункту 46 у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогнозному періоду,

підпункту 54 (у редакції, що діяла до 05 серпня 2022 року) та підпункту 60 щодо обов'язку ліцензіата своєчасно та в повному обсязі сплачувати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії.

Зазначена сума штрафу має бути сплачена до Державного бюджету України у 30-денний строк з дня одержання копії рішення про накладення штрафу (код бюджетної класифікації 21081100 «Адміністративні штрафи та інші санкції»).

2. Прийняти до відома загальну суму коштів 147 810,35 тис. грн (без ПДВ) по частково профінансованих та освоєних станом на 31 грудня 2022 року заходах схваленої Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік.

3. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»:

1) урахувати в Інвестиційній програмі з розподілу електричної енергії на 2023 та 2024 роки статтю «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2021 та 2022 роках» без додаткових джерел фінансування на загальну суму 64 244,32 тис. грн (без ПДВ) рівними частинами, яка включає:

суму надлишково отриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році в розмірі 33 617,40 тис. грн (без ПДВ);

суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у 2021 році коштів тарифу з розподілу електричної енергії у розмірі 626,42 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого у 2021 році доходу від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності у розмірі 3 068,50 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2021 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі 12 041,00 тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році у розмірі 4 452,00 тис. грн (без ПДВ);

50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» у 2021 році у розмірі 1 003,50 тис. грн. (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2022 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності у розмірі 2 895,50 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2022 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі 3 615,00 тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році у розмірі 2 925,00 тис. грн (без ПДВ);

2) надати до 01 вересня 2023 року до НКРЕКП та Сектору НКРЕКП у Житомирській області в електронному вигляді з накладенням кваліфікованого електронного підпису керівника ліцензіата (або іншої уповноваженої особи) уточнені за результатами перевірки реєстри, у яких виявленні розбіжності під час проведення планової перевірки та розрахунок регуляторної бази активів, яка сформована на дату переходу до стимулюючого регулювання станом на 01 січня 2021 року;

3) у термін до 01 вересня 2023 року, відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу звернутися до НКРЕКП з пропозицією щодо включення до Інвестиційної програми на 2023 рік заходів, зазначених у пункті 2 цієї постанови, на загальну суму 52 838,43 тис. грн (без ПДВ) у фізичних обсягах, що залишились недовиконаними, за рахунок джерел фінансування Інвестиційної програми на 2023 рік;

4) у термін до 31 грудня 2023 року виконати у повному обсязі заходи схвалені Інвестиційної програми на 2022 рік, що були профінансовані та недоосвоєні станом на 31 грудня 2022 року.

4. Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики, у межах здійснення заходів державного регулювання, відповідно до пунктів 1, 13 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»:

1) підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання на 2024 рік шляхом його зміни в бік збільшення на суму 199 445,22 тис. грн (без ПДВ), врахувавши:

суму недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році у розмірі 168 040,32 тис. грн (без ПДВ);

витрати, що були понесені АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у 2022 році внаслідок військової агресії російської федерації проти України, у розмірі 31 431,66 тис. грн (без ПДВ);

витрати на відновлення об'єктів електричних мереж або їх складових, пошкоджених внаслідок бойових дій у розмірі 3 917,05 тис. грн;

суму профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», за 2021 рік у розмірі 8 651,35 тис. грн (без ПДВ);

суму дефіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», за 2022 рік у розмірі 4 707,54 тис. грн (без ПДВ).

За результатами здійснення заходу державного контролю в частині перевірки стану виконання у 2023 році заходів схваленої інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік уточнити підсумкову суму надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»;

2) у разі неврахування АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» в Інвестиційній програмі з розподілу електричної енергії на 2023 та 2024 роки суми додатково отриманого доходу за результатом діяльності у 2021 та 2022 роках, зазначеної у підпункті 1 пункту 3 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифу підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом його зміни в бік зменшення на загальну суму 64 244,32 тис. грн (без ПДВ);

3) у разі невключення до Інвестиційної програми з розподілу електричної енергії на 2023 рік заходів, зазначених у підпункті 3 пункту 3 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифу підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що буде проводитися у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом його зміни в бік зменшення на суму

профінансованих коштів схваленої Інвестиційної програми на 2022 рік у розмірі 147 810,35 тис. грн (без ПДВ).

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

МП

Копію постанови про накладення штрафу надіслано (отримав)

---

(дата надіслання, посада, прізвище, ім'я, по батькові особи, яка отримала копію постанови)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

---

(підпис)



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

**РОЗПОРЯДЖЕННЯ**

Київ

№ \_\_\_\_\_

Про усунення порушень  
АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»

Відповідно до пункту 4 частини другої статті 3, частини п'ятої статті 14, пункту 5 частини четвертої статті 19 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», згідно з Актом планової перевірки від 23 червня 2023 року № 286, проведеної на підставі Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2023 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 23 листопада 2022 року № 1550, та відповідно до постанови НКРЕКП від 08 червня 2023 року № 1035 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

**ВИРІШИЛА:**

Зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) усунути порушення нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

пункту 2.11 глави 2 Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року № 282, щодо



наведення звітних даних у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість;

пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175 (далі – Порядок встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії), у частині встановлення класу напруги споживачу окремо за кожною межею балансової належності;

пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312, згідно з яким усі додатки, зміни та доповнення до цього договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього договору, які є невід'ємною частиною цього договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох сторін,

для чого:

1) у строк до 01 серпня 2023 року надати до НКРЕКП звіт за формою № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності» в електронному вигляді з накладенням КЕП та/або кваліфікованої електронної печатки ліцензіата за IV квартал 2022 року, про що у строк до 15 серпня 2023 року поінформувати НКРЕКП та Сектор НКРЕКП у Житомирській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів;

2) у строк до 01 жовтня 2023 року привести у відповідність договірні відносини та внести зміни до договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії у паперовому вигляді, підписані уповноваженими особами обох сторін, що укладені з ФО БАБИЧ МИХАЙЛО АНТОНОВИЧ, ТОВ «ПОЛІССЯ-2002», КП «АРХПЛАН» МАЛИНСЬКОЇ РАЙОННОЇ РАДИ, ТОВ «МАЛИНСЬКА ФАБРИКА СПЕЦІАЛЬНОГО ПАПЕРУ», ТОВ «ТД «ПАПІР-МАЛ», ПРАТ «ДЕТВІЛЕР УЩІЛЬНЮЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ УКРАЇНА», ГАРАЖНИЙ КООПЕРАТИВ «БУМАЖНИК», ТОВ «ВМ УА», ТОВ «СТИЛЬТРАНС», ПАТ «ЖИТОМИРЗООВЕТПОСТАЧ», ТОВ «ЛАЙФСЕЛЛ», ПРАТ «ВФ УКРАЇНА», ТОВ «БАРБАРА ТРАМП», ТОВ «ЖЕРОК-АЛЬФА», ТОВ «АЛЬФА-СМ», ТОВ «ОБІО», АТ «МІЖНАРОДНИЙ РЕЗЕРВНИЙ БАНК», ТОВ «ЖИТОМИР-АГРОБУДІНДУСТРІЯ», ТОВ «ФПС ФЛЕКСІБЛС УКРАЇНА», ТОВ «ОНВІ», КП «ЖИТОМИРВОДОКАНАЛ» ЖИТОМИРСЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ, ТОВ «ЖИТОМИРСЬКИЙ М'ЯСОКОМБІНАТ», ІНОЗЕМНЕ ПІДПРИЄМСТВО «СВРОГОЛД ІНДЕСТРІЗ ЛТД», ПП «ТОРГІВЕЛЬНИЙ ДІМ «ПЛАСТ-СЕРВІС», ТОВ «ФІРМА ЕСТРЕЛЛА», КП «ЖИТОМИРСЬКЕ ТРАМВАЙНО-ТРОЛЕЙБУСНЕ УПРАВЛІННЯ» ЖИТОМИРСЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ, ТОВ «С.Т. ТРЕЙД», ФОП ГАДЗЕВИЧ ОКСАНА ОЛЕГІВНА, ТОВ «ТКАЧ І», ПАТ «ЖИТОМИРСЬКИЙ ЗАВОД ХІМІЧНОГО ВОЛОКНА»,

ФОП ВОЙТКО ОЛЕКСАНДР ПЕТРОВИЧ, ПП «ВІКТОРІЯ», ТОВ «СП ЕКОМЕТАЛ», ТОВ «ДІП ЕЙР ГАЗ», ФОП ЛУК'ЯНЧУК ЗІНАІДА МИКОЛАЇВНА, ФОП СИРОТКІНА ГАННА ВОЛОДИМИРІВНА, ПП «НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ ПІДПРИЄМСТВО «ПРОМЕКС», ТОВ «КОМПО ГРУП», ТОВ «ВИРОБНИЧА КОМПАНІЯ «МАРК», ПП «СКЕФАЛД-2», ФОП ПАСІЧНИК ЛАРИСА ПЕТРІВНА, ТОВ «ПАКОМІКС-СЕРВІС», ФОП ЛІТВИНОВ ОЛЕКСІЙ МИХАЙЛОВИЧ, ТОВ «БІОФОРЕСТ 2020», ФОП СОТНИК ІРИНА СЕРГІЇВНА, ТОВ «АЛЮМ-ХОЛДИНГ», ТОВ «ЗАВОД МІНЕРАЛОВАТНИХ ВИРОБІВ», ПП «СПЕЦЕЛЕКТРОМОНТАЖ 2009», ФОП СТАДНИК Г. Р., САВЧУК С. П., *(інформація з обмеженим доступом)*, ПП «СПОРТИВНИЙ КЛУБ «ЮКА», ФОП ЧЕРВІНСЬКИЙ АНТОН МИКОЛАЙОВИЧ у частині визначеного класу напруги у відповідність до вимог положень пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, про що у строк до 15 жовтня 2023 року поінформувати НКРЕКП та Сектор НКРЕКП у Житомирській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

**Обґрунтування**  
**до проєкту постанови НКРЕКП**  
**«Про накладення штрафу на АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»**  
**за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку**  
**електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії та**  
**здійснення заходів державного регулювання» та проєкту розпорядження «Про усунення**  
**порушень АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»**

Відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2023 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 23 листопада 2022 року № 1550 та постанови НКРЕКП від 08 червня 2023 року № 1035 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», на підставі посвідчень на проведення планової перевірки від 23 травня 2023 року № 284, від 15 червня 2023 року № 318 та від 20 червня 2023 року № 329, НКРЕКП здійснено планову перевірку дотримання АКЦІОНЕРНИМ ТОВАРИСТВОМ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) (далі – АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», Товариство) вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), за період діяльності з 01 січня 2021 року по 31 грудня 2022 року, за результатами якої складено Акт планової перевірки від 23 червня 2023 року № 286 (далі – Акт № 286).

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» листами від 29.06.2023 № 05/14240 та від 11.07.2023 № 05/15022 надало до НКРЕКП письмові пояснення до Акта № 286 (далі – Письмові пояснення).

Так, Актом № 286 встановлено та зафіксовано наступне:

№ п/п	Виявлене порушення	Суть порушення
1	<b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b>  <b>підпункту 7 пункту 2.2 глави 2 Ліцензійних умов № 1470</b>	щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;  щодо обов'язку ліцензіата надавати до НКРЕКП достовірні документи (їх копії) та інформацію (дані, відомості, звітність), необхідні для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП;

Актом № 286 зафіксовано, що відповідно до даних вхідної кореспонденції НКРЕКП **відповіді на запити НКРЕКП надані з порушенням встановленого терміну:**

Лист-роз'яснення щодо пункту 4 Порядку тимчасового приєднання від 11.05.2022 № 3504/17.1.3/7-22 **на 13 днів;**

Лист від 10.11.2022 № 14365/20.3/7-22 на заміну листа від 08.11.2022 №14100/20.3/7-22, про об'єктів споживачів, заживлених від фідерів, від яких зажив лени об'єкти критичної інфраструктури **на 1 день;**

Лист від 30.11.2022 № 15770/17.1.2/7-22 про надання інформації щодо перерв в електропостачання **на 1 день.**

**АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023**

№ 05/14240, зазначило, що у зв'язку з введенням в Україні воєнного стану згідно з Указом Президента України від 24.02.2022 № 64/2022, персонал відділу видачі технічних умов АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» з 01.03.2022 знаходився в режимі простою. Багато працівників відділу залишили територію області, у зв'язку з частими обстрілами в тому числі і інфраструктурних об'єктів. В зв'язку із вказаним відповідь на лист від 11.05.2022 № 3504/17.1.3/7-22 була надана АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» листом від 14.06.2022 № 039/11849.

На лист НКРЕКП № 1465/20.3/7-22 на заміну листа від 08.11.2022 №14100/20.3.7-22 «Про об'єктів споживачів, заживлених від фідерів, від яких заживлені об'єкти критичної інфраструктури» повідомляємо, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було надано інформацію у встановлений листом термін через десять робочих днів від дня отримання листа НКРЕКП, а саме 24.11.2022. Разом з тим, запитувану інформацію було повторно надіслано 25.11.2022 у зв'язку з отриманням повідомлення про помилку у відправленні, яка могла бути спричинена технічними проблемами у зв'язку з перемиканнями в мережі.

Відповідь на лист від 30.11.2022 № 15770/17.1.2/7-22 надана із порушенням термінів у зв'язку з тим, що було відсутнє електропостачання на сервер електронних реєстрів вихідної кореспонденції, що унеможливило реєстрацію листа-відповіді вчасно, тому був направлений до НКРЕКП 05.12.2022.

2	<p><b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>пункту 11 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>підпункту 13 пункту 2.2 глави 2 Ліцензійних умов № 1470</b></p> <p><b>підпункту 54 пункту 2.2 (у редакції, що діяла до 05.08.2022) та підпункту 60 пункту 2.2 глави 2 Ліцензійних умов № 1470</b></p> <p><b>пункту 5.5 Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до Кодексу системи передачі</b></p> <p><b>підпункту 3 пункту 8.3 глави 8 Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до Кодексу системи передачі</b></p>	<p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>в частині обов'язку оператора системи розподілу виконувати умови укладених договорів, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії;</p> <p>в частині обов'язку ліцензіата виконувати умови укладених договорів, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії;</p> <p>в частині обов'язку ліцензіата своєчасно та в повному обсязі сплачувати за послуги, що надаються на ринку електричної енергії;</p> <p>в частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за фактичний обсяг послуг з передачі електричної енергії відповідно до умов договору;</p> <p>яким визначено, що користувач зобов'язаний здійснювати вчасно та у повному обсязі оплату за послугу з передачі електричної енергії на умовах, визначених цим Договором.</p>
---	--	--

з передачі електричної енергії від 23.05.2019 № 0528-02041.

Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається за типовою формою, яка затверджується Регулятором.

Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП безперервно на підставі договору між ним та ОСР.

Оплата послуг з передачі електричної енергії здійснюється за тарифом, який встановлюється Регулятором відповідно до затвердженої ним методики.

Відповідно до пункту 5.1 Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії (далі – Типовий договір), що є додатком 6 до Кодексу системи передачі, розрахунковим періодом за цим договором є 1 календарний місяць.

Пунктом 5.2 Типового договору визначено, що Користувач здійснює поетапну попередню оплату планової вартості Послуги ОСП таким чином:

1 платіж - до 17:00 другого банківського дня розрахункового місяця у розмірі 1/5 від планової вартості Послуги, визначеної згідно з розділом 3 цього Договору. Подальша оплата здійснюється шляхом сплати 1/5 від планової вартості Послуги, яка визначена згідно з розділом 3 цього Договору, відповідно до такого алгоритму:

2 платіж - до 10 числа розрахункового місяця;

3 платіж - до 15 числа розрахункового місяця;

4 платіж - до 20 числа розрахункового місяця;

5 платіж - до 25 числа розрахункового місяця.

Пунктом 5.5 Типового договору визначено, що Користувач здійснює розрахунок за фактичний обсяг Послуги до 15 числа місяця наступного за розрахунковим (включно), на підставі рахунків, актів надання Послуги, наданих Виконавцем, або самостійно сформованих в електронному вигляді за допомогою «Системи управління ринком» (далі - СУР), або отриманих за допомогою сервісу електронного документообігу (далі - Сервіс) (автоматизована система, яка забезпечує функціонування електронного документообігу), з використанням у порядку, визначеному законодавством, електронного підпису тієї особи, уповноваженої на підписання документів в електронному вигляді.

Вартість наданої Послуги за розрахунковий період визначається до 10 числа місяця, наступного за розрахунковим (включно), на підставі даних, що надаються Адміністратором комерційного обліку (далі - АКО). Акти приймання-передачі Послуги направляються Користувачу до 12 числа місяця, наступного за розрахунковим (включно).

Корегування обсягів та вартості наданої Послуги відповідного розрахункового періоду здійснюється за уточненими даними комерційного обліку, що надаються АКО протягом 10 календарних днів з дати проведення процесу врегулювання в СУР, що здійснюється згідно з Правилами ринку.

Оплату вартості Послуги, після корегування обсягів та вартості Послуг, Користувач здійснює до 15 числа місяця, наступного за місяцем, у якому отримано акт корегування до акта приймання-передачі Послуги (включно).

Акти приймання-передачі Послуги та акти корегування до актів приймання-передачі Послуги у відповідному розрахунковому періоді ОСП направляє Користувачу в електронній формі з використанням електронного підпису (із застосуванням Сервісу) або надає Користувачу два примірники в паперовому вигляді, підписані власноручним підписом зі своєї сторони. Користувач здійснює підписання актів приймання-передачі Послуги та актів корегування до актів приймання-передачі Послуги відповідного розрахункового періоду протягом трьох робочих днів та повертає їх ОСП.

Підпунктом 3 пункту 8.3 Типового договору визначено, що користувач зобов'язаний здійснювати вчасно та у повному обсязі оплату за послугу з передачі електричної енергії на умовах, визначених цим Договором.

Відповідно до даних бухгалтерського обліку АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» та актів звірки розрахунків з НЕК «УКРЕНЕРГО» по Договору про надання послуг з передачі електричної енергії від 23.05.2019 № 0528-02041 станом на **31.12.2022** обліковується **заборгованість** АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» перед за послугу передачі електричної

енергії у сумі **грн (з ПДВ)** за договором про надання послуг з передачі електричної енергії від 23.05.2019 № 0528-02041.

Відповідно до наданих Товариством документів, а саме, платіжних інструкцій, **заборгованість у сумі **грн (з ПДВ)** погашена у повному обсязі** останнім платежем від 27.02.2023 з порушенням терміну оплати, згідно умов Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії.

Актом № 286 зафіксовано, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» **оплата вартості послуги з передачі електричної енергії здійснювалась невчасно з порушенням терміну оплати, встановленому умовами Типового договору** про надання послуг з передачі електричної енергії, про що свідчать терміни остаточної оплати заборгованості, яка виникла станом на 31.12.2022.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» завжди намагалося забезпечити повне виконання зобов'язань зі сплати послуг з передачі електричної енергії та диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, дотримуючись всіх вимог відповідних договорів, укладених з . Протягом періоду, що перевірявся, в усіх звітних місяцях 2021 та 2022 років Товариство забезпечувало стовідсоткове виконання зобов'язань, шляхом сплати зазначених послуг. Втім, вказана у Акті ситуація щодо невчасного розрахунку за фактичні обсяги послуг за грудень місяць 2022 року виникла у зв'язку із значним дефіцитом фінансових ресурсів.»*

3	<p><b>підпункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>підпункту 7 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу № 1470</b></p> <p><b>пункту 1.5 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженої постановою НКРЕКП від 18.12.2018 № 1965</b></p> <p><b>пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу № 1470</b></p> <p><b>пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу, затвердженому постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310</b></p>	<p>щодо обов'язку ліцензіата дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>щодо обов'язку ліцензіата надавати до НКРЕКП достовірні документи (їх копії) та інформацію (дані, відомості, звітність), необхідні для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, в обсягах та у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП;</p> <p>яким визначено, що оператори систем розподілу відповідають за достовірність даних, зазначених ними у формах звітності та в документах</p> <p>щодо обов'язку ліцензіата надавати послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу;</p> <p>яким визначено, що суб'єкт господарювання (згідно договору про розподіл електричної енергії - споживач електричної енергії) має право за зверненням замовника погодити приєднання електроустановок замовника до власних електричних мереж у таких випадках, зокрема, у межах договірної потужності споживання цього суб'єкта за договором про надання послуг з розподілу</p>
---	--	---

	електричної енергії у разі підключення електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії замовленою сумарною, з урахуванням існуючої потужності генерації в мережах основного споживача, до приєднання потужністю до 1 МВт (та напругою в точці приєднання, що не перевищує 20 кВ). У цьому випадку зменшення суб'єктом господарювання величини договірної потужності за договором про надання послуг з розподілу електричної енергії не вимагається. У разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується
--	---

Комісією з перевірки проведено аналіз звіту з моніторингу надання ОСП/ОСР послуг з приєднання за 2022 рік, станом на кінець 2022 року АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було в наявності **діючих 232 укладених договорів** про приєднання та відповідно **діючих виданих технічних умов**.

Згідно з вимогами пункту 1.5 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженої постановою НКРЕКП від 18.12.2018 № 1965, у звіті щодо стану надання оператором системи передачі та операторами систем розподілу послуг з приєднання відображається інформація про:

замовників, яким надано послуги з приєднання у звітному кварталі;

**замовників, для яких триває процедура надання послуги з приєднання;**

замовників, яким повернено заяви про приєднання (відмовлено у наданні послуги з приєднання);

замовників, які звернулись із заявою про приєднання до оператора системи передачі та операторів систем розподілу у звітному кварталі.

Актом № 286 зафіксовано, що згідно наданого АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» комісії з перевірки реєстру чинних технічних умов, на реалізації у ОСР знаходиться **900 чинних технічних умов**.

Зазначене свідчить про **відображення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у Звіті за 2022 рік недостовірної інформації** у частині не зазначеної у повному обсязі інформації про замовників, для яких триває процедура надання послуги з приєднання.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «Пунктами 4.2.1.-4.2.7., глави 4.2, розділу IV Кодексу систем розподілу визначено виконання комплексу робіт, для надання послуг зі стандартних приєднань та відповідно пунктами 4.3.1.-4.3.10., глави 4.3, розділу IV Кодексу систем розподілу визначено комплекс робіт, для надання послуг з нестандартних приєднань.*

*Враховуючи вищевикладене, у разі, якщо по конкретному замовнику стандартного чи нестандартного приєднання, у звітному (базовому) періоді жодного з етапів визначеного Кодексом систем розподілу комплексу робіт для надання послуг з приєднання не відбувалося, зокрема не здійснювалась оплата послуги приєднання, не проводились будівельно-монтажні роботи, інформація у Звіті щодо надання послуг з приєднання за базовий період по замовниках, які отримали технічні умови у попередні періоди, не відображалась.*

*Дотримуючись вимог пункту 4.5.11., глави 4.5, розділу IV Кодексу систем розподілу, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» веде електронний реєстр чинних технічних умов на приєднання з відображенням його на офіційному вебсайті. Уся інформація щодо чинних технічних умов оновлюється щомісячно.*

*Разом з тим, НКРЕКП листом від 06.04.2023 №3795/17.1.3/7-23, надано роз'яснення операторам систем розподілу та оператору системи передачі, щодо відображення у Звіті з моніторингу надання послуг з приєднання інформації, зокрема, по всіх чинних технічних умовах, у тому числі за договорами, які були укладені до набрання чинності Правилами приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджених постановою НКРЕКП від 17.01.2013 №32, Кодексом систем розподілу, затверджених*

постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310. Відповідно до даного роз'яснення Товариство повинно відображати інформацію про замовників, для яких триває процедура надання послуг з приєднання до електричних мереж, незалежно від дати укладення договорів про приєднання, видачі технічних умов тощо.

Отримавши дане роз'яснення, Товариством була доопрацьована інформація про чинні технічні умови, у тому числі за договорами, які були укладені до набрання чинності Правилами приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджених постановою НКРЕКП від 17.01.2013 №32, Кодексом систем розподілу, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310. Ця інформація відображається на офіційному вебсайті Товариства та у Звіті з моніторингу надання послуг з приєднання, тощо.

Надати скоригований Звіт зразу після отримання листа-роз'яснення Товариство не мало підстав тому, що п. 1.5 глави 1 Методики передбачає: «Оператори систем розподілу та оператор системи передачі мають право надавати скориговані дані, зазначені ними у формах звітності та в інформації, передбаченій у цьому пункті, виключно після проведення НКРЕКП відповідного заходу державного контролю. В інших випадках НКРЕКП не приймає до розгляду скориговані дані, надані операторами систем розподілу та оператором системи передачі.».

**Після проведення НКРЕКП заходу державного контролю, враховуючи отримане роз'яснення НКРЕКП від 06.04.2023 №3795/17.1.3/7-23, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало НКРЕКП доопрацьований Звіт з моніторингу надання послуг з приєднання за 2022 рік від 28.06.2023 №06/14104, доповнений інформацією по всіх чинних технічних умовах, у тому числі за договорами, які були укладені до набрання чинності Правилами приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджених постановою НКРЕКП від 17.01.2013 №32, Кодексом систем розподілу, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №310 тощо, на електронну адресу box@nec.gov.ua, enepgo2@nec.gov.ua та паперовий екземпляр.**

З огляду на вищезазначене, враховуючи те, що при наданні Звіту з моніторингу надання послуг з приєднання за 2022 рік АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» керувалося вимогами чинних нормативних документів та, відповідно, зазначало достовірну інформацію, а також враховуючи те, що на дату даного листа Товариство листом від 28.06.2023 року №06/14104 (додаток №5 до даного листа) вже надало НКРЕКП доопрацьований Звіт з моніторингу надання послуг з приєднання за 2022 рік з урахуванням отриманих роз'яснень, просимо не вважати зазначене порушенням відповідних нормативних актів, вказаних у пункті 3.22 Акту.».

### **Щодо звернення ПП БМФ «Синевир»**

До НКРЕКП надійшло звернення ПП БМФ «Синевир» від 05.10.2021 № 12, щодо приєднання до електричних мереж об'єкта замовника.

За результатами опрацювання наданих комісії з перевірки матеріалів встановлено, що ПП БМФ «Синевир» звернувся до АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із заявою від 21.07.2021 (вх. № 10288-ТУ-1314 від 21.07.2021) про приєднання електроустановок сонячної електростанції потужністю 110 кВт (зміна технічних параметрів) до електричних мереж ОРС.

В графі «приєднання електроустановок до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР» Заяви про приєднання зазначено - «ні».

Пунктом 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу (у редакції, що була чинною на час подання заяви про приєднання електроустановок до електричних мереж), визначено, що технічні умови на нестандартне приєднання, разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунком на оплату вартості послуги з приєднання надаються замовнику не пізніше 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви про приєднання (у зазначений у заяві про приєднання спосіб обміну інформацією).

Першим робочим днем з дати реєстрації заяви про приєднання електроустановки було 22.07.2021.

З урахуванням зазначеного вище, кінцева дата надання замовнику технічних умов на нестандартне приєднання, підписаних ОСР, разом із розрахунком на оплату вартості послуги з приєднання становить 04.08.2021.

У підпункті Заяви «3. Про результати розгляду цієї заяви прошу поінформувати мене» зазначено - «за місцем подання заяви».

**02.08.2021** АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» підготувало **технічні умови** від 02.08.2021 № ТЖО-20211 нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок сонячної електростанції з ідентифікатором № 0005440208212055120000001, **розрахунок та рахунок**



**вартості плати за приєднання.** При цьому, повідомлення про готовність технічних умов було направлено замовнику АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» листом від 02.08.2021 № 096.01/10831.

Технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж, розрахунків та рахунків вартості плати за приєднання до електричних мереж АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» були отримані представником ПП МБП «Синевир» 19.08.2021.

Слід зазначити, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не було направлено замовнику у зазначеній у заяві про приєднання способі обміну інформацією, а саме поштою, технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж, розрахунків та рахунків вартості плати за приєднання до електричних мереж, а направлено лише повідомлення про їх готовність, що не відповідає вимогам пункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу.

Крім того, згідно з вимогами пункту 6 технічних умов від 02.08.2021 № ТЖО-20211 нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок сонячної електростанції з ідентифікатором № 0005440208212055120000001, точка приєднання встановлена в РУ-10 кВ ТП- на кінцівках КЛ-10 кВ ЗТП- – ЗТП- , в РУ-10 кВ ТП- на кінцівках КЛ-10 кВ ЗТП- – ЗТП- до кабельної муфти. При цьому, у пункті 1.1.1 технічних умов визначено, що електропостачання сонячної електростанції виконати від РУ-0,4 кВ ТП- .

Слід зазначити, що згідно із зазначеною в технічних умовах інформацією, ТП- перебуває на балансі ПП БМФ «Синевир».

Відповідно до пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу, суб'єкт господарювання (згідно договору про розподіл електричної енергії - споживач електричної енергії) має право за зверненням замовника погодити приєднання електроустановок замовника до власних електричних мереж у таких випадках, зокрема, у межах договірної потужності споживання цього суб'єкта за договором про надання послуг з розподілу електричної енергії у разі підключення електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії замовленою сумарною, з урахуванням існуючої потужності генерації в мережах основного споживача, до приєднання потужністю до 1 МВт (та напругою в точці приєднання, що не перевищує 20 кВ). У цьому випадку зменшення суб'єктом господарювання величини договірної потужності за договором про надання послуг з розподілу електричної енергії не вимагається.

**У разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується.**

Відповідно до положень статті 55 Господарського кодексу України (далі – ГКУ) суб'єктами господарювання є, зокрема, господарські організації - юридичні особи, створені відповідно до Цивільного кодексу України, державні, комунальні та інші підприємства, створені відповідно до цього ГКУ, а також інші юридичні особи, які здійснюють господарську діяльність та зареєстровані в установленому законом порядку.

Відповідно до положень глави 2.1 розділу II Кодексу, замовник послуги з приєднання (замовник) – це фізична або юридична особа, яка письмово або іншим способом, визначеним Кодексом, повідомила ОСР про намір приєднати до електричних мереж новозбудовані електроустановки або змінити технічні параметри діючих електроустановок внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення.

Враховуючи вимоги ГКУ та Кодексу, зокрема пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу, лише **у разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується.** Тобто, для виконання приєднання згідно цих вимог суб'єктом господарювання, який не є ОСР та замовником мають бути різні юридичні особи.

Фактично, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» видало технічні умови на приєднання сонячної електростанції ПП БМФ «Синевир» від електричних мереж ПП БМФ «Синевир», а також **розрахунок та рахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»**, що вимогами пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу не передбачено.

Відповідно до підпункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу, якщо замовник не оплатив послугу з нестандартного приєднання протягом 20 днів, такий договір вважається не укладеним, а технічні умови такими, що не набрали чинності.

Згідно з інформацією, наданою Ліцензіатом листом від 15.11.2021 № 039/17880, ПП БМФ «Синевир» до 17.09.2021 не здійснено оплату вартості послуг з нестандартного приєднання згідно виставленого АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» рахунка, тому технічні умови № ТЖО-20211 нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок сонячної електростанції з ідентифікатором № 0005440208212055120000001 вважаються такими, що не набрали чинності.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «В заяві про приєднання електроустановки певної потужності до Типового договору від 21.07.2021р. Замовником була зазначена наступна інформація:*

*1. Приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР (ТАК/НІ): зазначено «ні».*

*2. Про результати розгляду цієї заяви прошу інформувати мене:*

*- за місцем подання заяви: так;*

*- електронною поштою (необхідно вказати адресу): – ;*

*- поштою (необхідно вказати поштову адресу): – ;*

*- номер мобільного телефону для отримання SMS повідомлення із логіном та паролем для доступу до особистого кабінету: – .*

*3. Повідомлення про надання послуг з приєднання прошу надати (оберіть один із запропонованих варіантів):*

*- в особистому кабінеті замовника на вебсайті ОСР (ТАК/НІ): – ;*

*- електронною поштою (необхідно вказати адресу): – ;*

*- поштою (необхідно вказати поштову адресу): – .*

*Адреса для листування: м. Житомир, вул. Заводська, 23.*

*02.08.2021р. АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (на 8 робочий день, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви про приєднання) підготувало технічні умови № ТЖО-20211 нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок сонячної електростанції ПП БМФ «Синевир» з ідентифікатором ТУ0005440208212055120000001, розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на оплату вартості послуги з приєднання і 02 серпня 2021 року відповідно до заяви Замовника було направлено повідомлення про готовність документів та можливості їх отримання за місцем додання заяви.*

*Отже, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не було порушено вимоги пункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу систем розподілу.*

*Що стосується пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу, то згідно заяви Замовника приєднання електроустановок здійснюється до мереж ОСР. Тому АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» також не було порушено вимоги пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу.*

*19.08.2021р. Замовник отримав технічні умови нестандартного приєднання, разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунком на оплату вартості послуги з приєднання.*

*Після отримання вищезазначених документів Замовник не оплатив послугу нестандартного приєднання.*

*Відповідно до підпункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу, якщо замовник не оплатив послугу з нестандартного приєднання протягом 20 днів, такий договір вважається не укладеним, а технічні умови такими, що не набрали чинності.».*

*Департамент ліцензійного контролю зазначає, що Актом № 286 зафіксовано, що пункти 1.1.1 технічних умов виданих АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» ПП БМФ «Синевир» визначено, що електропостачання сонячної електростанції виконати від РУ-0,4 кВ ТП-*

*Також Актом № 286 зафіксовано, що згідно із зазначеною в технічних умовах інформацією, ТП-894 перебуває на балансі ПП БМФ «Синевир».*

*Таким чином, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не зважаючи на інформацію зазначену в технічних умовах виданих замовнику, керуючись інформацією зазначеною в заяві замовника надло ПП БМФ «Синевир» розрахунок та рахунок вартості плати за приєднання в супереч вимогам пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу.*

*Враховуючи зазначене, Департамент ліцензійного контролю зазначає, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» порушило вимоги пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV Кодексу.*

*Департамент ліцензійного контролю зазначає, що Актом № 286 зафіксовано, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не було направлено замовнику у зазначеній у заяві про приєднання спосіб обміну інформацією, а саме поштою, технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж, розрахунок та рахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж, а направлено лише повідомлення про їх готовність, що не відповідає вимогам пункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу.*

*Враховуючи вище вказане, Департамент ліцензійного контролю зазначає, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» порушило вимоги пункту пункту 4.5.6 глави 4.5 розділу IV Кодексу.*

4	<p><b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>підпункту 7 пункту 2.2 глави 2 Ліцензійних умов з розподілу № 1470</b></p> <p><b>пункту 2.11. Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (зі змінами)</b></p>	<p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>щодо обов'язку ліцензіата надавати до НКРЕКП достовірні документи (їх копії) та інформацію (дані, відомості, звітність), необхідні для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій;</p> <p>щодо звітних даних, які наводяться у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість</p>
---	---	--

Перевіркою встановлено та Актом №286 зафіксовано, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у 2022 році виконувало заходи та були понесені витрати внаслідок військової агресії російської федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні, зокрема, витрати, пов'язані з відновленням об'єктів критичної інфраструктури,

Комісія з перевірки зазначає, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на запит комісії з перевірки листом від 21.06.2023 № 04/13575 надано інформацію (мовою документа): «Для обліку понесених витрат застосовувався рахунок 9494 «Інші операційні витрати» по окремо виділеному «Центру витрат 106050914 – «...». На рахунку 9494 «Інші операційні витрати» зазначеного ЦВ 106050914 «...» накопичувались і накопичуються по теперішній час витрати, які згідно рішень керівних органів акціонерного товариства (Правління, Наглядової Ради) здійснювались і здійснюються як

на підставі звернень, рішень керівних органів АТ про надання, первинних документів про надання послуг, передачу ТМЦ тощо. В 2022 році надана на загальну суму грн., в тому числі в дану суму включено сума нарахованих податкових зобов'язань з податку на додану вартість (надалі – ПДВ) грн.».

Також, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на запит комісії з перевірки листом від 23.06.2023 № 05/13718 надано інформацію (мовою документа): «Постановою НКРЕКП від 17.03.2022 № 345

«Щодо врахування при проведенні перевірок сум видатків ліцензіатів НКРЕКП, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні» було передбачено можливість за результатами здійснення заходів державного контролю за дотриманням суб'єктами господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов витрати ліцензіатів НКРЕКП, що були понесені ними внаслідок військової агресії Російської Федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні у разі надання НКРЕКП, документів, що підтверджують дані витрати та відсутності компенсації даних витрат з інших джерел, вважати обґрунтованими витратами.

Фінансування зазначених витрат на \_\_\_\_\_ проводилося Товариством виключно за рахунок коштів, які отримані від ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії та не фінансувалися з інших джерел. Разом з тим, на виконання вимог пункту 2.10 Інструкції щодо заповнення форми звітності №2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна), яким передбачено, що усі показники форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) мають ґрунтуватися на достовірних даних первинного (бухгалтерського) обліку, відображення таких витрат Ліцензіатом здійснювалось без зміни підходу у бухгалтерському обліку і у відображенні таких витрат, тобто у Додатку №7 «Фактичні показники інших видів діяльності ліцензіата» у статті «

». Отримавши роз'яснення комісії з перевірки, з урахуванням листа НКРЕКП від 23.03.2022 №424/14/5-22 щодо необхідності відображення витрат, що були понесені внаслідок військової агресії російської федерації проти України, у складі операційних контрольованих витрат, виникла необхідність у коригуванні звіту по формі №2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності» за січень – грудень 2022 року, у якому витрати у сумі

грн. відображено у Додатку №5 «Розшифрування операційних контрольованих витрат та операційних неконтрольованих витрат форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна)» по показнику 1.37.10 « \_\_\_\_\_ ».

Водночас, комісією з перевірки встановлено та Актом № 286 зафіксовано, що Ліцензіатом у зазначених витратах необґрунтовано враховано ПДВ на суму \_\_\_\_\_ грн та відображено у звітності № 2-НКРЕКП-розподіл розподіл електричної енергії (квартальна) в статті витрати воєнного часу пункту 1.37 «Інші (розшифрувати) пункту 1 «Операційні контрольовані витрати» Додатка 5 «Розшифрування операційних контрольованих та операційних неконтрольованих витрат форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна)», затвердженого постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 за 2022 рік в складі контрольованих витрат у повному обсязі (які входять у суму \_\_\_\_\_ грн).

Комісія з перевірки вважає \_\_\_\_\_ необґрунтованим віднесення ПРАТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» витрат на суму \_\_\_\_\_ грн до операційних контрольованих витрат у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) за 2022 рік, понесених внаслідок військової агресії російської федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні.

При цьому, комісія з перевірки вважає \_\_\_\_\_ обґрунтованим віднесення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» витрат у сумі \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) ( \_\_\_\_\_ грн – \_\_\_\_\_ грн) до операційних контрольованих витрат у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності» за 2022 рік, понесених внаслідок військової агресії російської федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні.

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «У Акті зазначено, що Комісією з перевірки встановлено, що Ліцензіатом у витратах \_\_\_\_\_ необґрунтовано враховано ПДВ на суму \_\_\_\_\_ грн. та відображено у звітності №2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) в статті витрати воєнного часу пункту 1.37 «Інші (розшифрувати) пункту 1 «Операційні контрольовані витрати» Додатка 5 «Розшифрування

операційних контрольованих та операційних неконтрольованих витрат форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна)», затвердженого постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 за 2022 рік в складі контрольованих витрат у повному обсязі (які входять у суму грн.), чим, зокрема, було порушено пункт 2.11. Інструкції щодо заповнення форми звітності №2-НКРЕКП-розподіл (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (зі змінами), щодо звітних даних, які наводяться у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість.

З огляду на зазначене варто наголосити, що будь-яка безоплатна передача активів або безоплатне надання послуг, в т.ч. і таким набувачам цієї, які не зазначені у п.69.5 розділ XX ПКУ, до дати набуття чинності ЗУ №2120-ІХ «Про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо дії норм на період дії воєнного стану» (дата набуття чинності якого 17.03.2022 року), є об'єктом оподаткування податком на додану вартість (надалі – ПДВ) за загальними правилами, керуючись п.185.1, п. 188.1 ПКУ.»

також «...при визначенні вартості таких безоплатно переданих послуг або активів, з метою коректного визначення собівартості таких послуг або активів, та на виконання вимог відповідних норм законодавства, Товариство зобов'язане було збільшити витрати по передачі таких активів або послуг на 20%. У відповідності до зазначеного, згідно з Обліковою політикою Товариства (підпункт 4 пункт 4.17.3), вся вартість наданої у вигляді безоплатно наданих послуг або активів визнається витратами періоду і включається до складу інших операційних витрат, тобто вищезазначена сума грн., оскільки вона як раз і виникла внаслідок безоплатної передачі активів та надання послуг таким набувачам, які зазначені у даному абзаці, не є податком, як таким, а є частиною витрат Товариства по наданню такої

**Департамент ліцензійного контролю** зазначає, що пунктом 2.11. Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (зі змінами) визначено, що звітні дані у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) вказуються без урахування податку на додану вартість.

5	<p><b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>пункту 1 постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед»</b></p>	<p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>яким встановлено для оператора систем розподілу в кожному розрахунковому періоді граничну нижню межу обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі:</p> <p>50 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 21.11.2020 до 03.07.2021)</p> <p>95 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 04.07.2021 до 09.08.2021).</p>
---	--	---

Постановою НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед»» (далі – постанова НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896) встановлено для операторів систем розподілу в кожному розрахунковому періоді граничну нижню межу обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі:

50 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 21.11.2020 до 04.07.2021);

95 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 04.07.2021 до 09.08.2021);

30 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді (у редакції постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896, що діяла з 09.08.2021 до 02.09.2021).

Комісія з проведення перевірки зазначає, що постанова НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 втратила чинність з 02.09.2021 на підставі постанови НКРЕКП від 01.09.2021 № 1493.

Відповідно до Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 308, розрахунковий період – мінімальний відрізок часу, щодо якого визначаються ціна та обсяги купівлі-продажу електричної енергії на РДН/ВДР (60 хвилин).

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало комісії з проведення перевірки інформацію щодо погодинних обсягів купівлі електричної енергії на РДН, фактичних обсягів ТВЕ на її передачу та розподіл за січень-липень 2021 року та погодинні звіти щодо купівлі у ОР та ТВЕ з платформи MMS.

Комісією з проведення перевірки вибірково проаналізовано надану інформацію щодо погодинних обсягів купівлі електричної енергії на РДН та фактичних обсягів ТВЕ на її передачу та розподіл у розрізі кожної розрахункової години за 03.02.2021, 10.02.2021, 14.02.2021 та за 15.02.2021 та за липень 2021 року (з 01.07.2021 по 31.07.2021).

За результатами проведеного аналізу наданої АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» інформації щодо купівлі електричної енергії на РДН та обсягів ТВЕ на її передачу та розподіл перевіркою встановлено та Актом № 286 зафіксовано, що **невідповідність обсягів купленої ОСР електроенергії на ринку «на добу наперед» у лютому та липні 2021 року** (03.02.2021, 10.02.2021, 14.02.2021, 15.02.2021 та з 04.07.2021 по 31.07.2021) **встановленим граничним обсягам обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед», що свідчить про порушення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» норм чинного законодавства України.**

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» забезпечило стовідсоткове виконання всіх вимог постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896. Як видно із таблиць 4.1 та 4.2, заявки Товариства на відповідні години доби на РДН подавалися в обсягах, що на 30-50% перевищували граничні нижні межі необхідної купівлі електричної енергії на РДН. Фактична ж невідповідність обсягів купленої АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» електроенергії на РДН встановленим граничним нижнім межам зумовлена **виключно (!) дефіцитом електричної енергії у такі години на РДН та, відповідно, неакцептуванням частини обсягів заявок на РДН.***

*Необхідно зазначити, що загалом невідповідність обсягів фактичної купівлі електричної енергії на РДН обсягам обов'язкової купівлі на РДН протягом семи місяців 2021 року (з січня по липень 2021 року) зафіксовано лише у 24 годинах із загальної кількості годин у зазначений період на рівні 5088 годин (8 годин у лютому місяці та 16 годин у липні місяці), таким чином відсоток невиконання вимог становить всього 0,47 % від загальної кількості годин у звітному періоді:*

Період 2021 року

Дотримано

Недотримано

січень	744	-
лютий	664	8
березень	743	-
квітень	720	-
травень	744	-
червень	720	-
липень	728	16
Всього 2021 рік	5063	24

Детальний аналіз зафіксованих перевищень граничної межі у лютому та липні 2021 року наведено у таблиці

№	Дата	Година доби	Необхідний граничний рівень придбання на РДН, МВт*год.	Обсяг замовлення на РДН, МВт*год	Відсоток перевищення заявки на РДН граничного обсягу придбання на РДН згідно із постановою НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896	Обсяг недотримання вимог, у випадку повного акцепту замовлення, МВт*год.	Акцептований обсяг купівлі на РДН, МВт.год.	Фактично недотримання вимог через дефіцит ринку, МВт.год.
1	03.02.2021	8	22,9					
		9	24,5					
		18	26,3					
2	10.02.2021	24	21,6					
3	14.02.2021	24	20,5					
4	15.02.2021	7	21,3					
		19	28,2					
		24	22,4					
5	16.07.2021	24	17,9					
6	17.07.2021	22	18,6					
7	18.07.2021	21	18					
		22	19					
		23	19					
		24	16,7					
8	29.07.2021	22	20					
9	30.07.2021	19	20					
		20	19,8					
		21	19,1					
		22	20,6					
		23	20,04					
		24	17,8					
10	31.07.2021	21	18,8					
		22	20,1					
		23	19,7					

Як видно із зазначеної таблиці, Товариством було здійснено всіх заходів з метою виконання вимог нормативно-правових актів, що регулюють зазначене питання. Обсяг заявки на придбання

електричної енергії значно перевищував граничний мінімальний обсяг придбання електричної енергії на РДН у зазначені години доби і у випадку повного акцептування всіх замовлених обсягів, даного недотримання не відбулося б. Таким чином, зазначені порушення відбулися виключно по не залежним від Товариства обставинам, впливати на які Товариство було не в змозі (скріншоти з платформи XMTrade щодо підтвердження зазначених обставин до листа додаються у додатку №6).

З огляду на вищезазначене, Товариство звертається із проханням не вважати викладене вище порушенням вимог нормативно-правових актів, зокрема вимог постанови НКРЕКП від 17.12.2019 року №2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед», пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії та підпункту 17 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, адже, як видно із вказаного, дії Товариства були направлені на повне виконання всіх існуючих вимог відповідних нормативних актів, що регулюють зазначене питання, проте недотримання граничної нижньої межі купівлі на РДН у 24 вищевказаних годинах відбулося виключно (!) по причині дефіциту електричної енергії на вказаному організованому сегменті ринку, що призвело до неакцептування частини обсягів заявки на придбання електричної енергії, що є не залежними від Товариства обставинами.»

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що відповідно до службової записки Юридичного департаменту № 453/15-23 від 06.07.2023 (мовою документу): «В Акті зазначено, що ліцензіатом порушено, зокрема, пункт 1 постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» (далі – постанова № 2896), у частині дотримання граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі **50 % (у редакції, що діяла до 04 липня 2021 року)** та **95 % (у редакції, що діяла до 09 серпня 2021 року)** від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді.

Звертаємо увагу, що, згідно з пунктом 2 постанови НКРЕКП від 04.07.2021 № 1081 внесено зміни до постанови НКРЕКП від 17.12.2019 № 2896 щодо встановлення граничною нижньою межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» у розмірі 95 % від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді замість попередньо встановленої у розмірі 50 %.

При цьому, пунктом 4 постанови НКРЕКП від 04.07.2021 № 1081 НКРЕКП встановила, що оператори систем забезпечують виконання пункту 2 цієї постанови **після спливу строку дії відповідних двосторонніх договорів** купівлі-продажу електричної енергії або, в разі відсутності штрафних санкції за дострокове розірвання таких договорів, **після розірвання відповідних договорів**.

Таким чином, при вирішенні порушеного вами питання пропонуємо вам врахувати положення пункту 4 постанови НКРЕКП від 04.07.2021 № 1081.»

Ураховуючи вказане вище, Департамент ліцензійного контролю зазначає, що у частині дотримання граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі 95 відсотків (у редакції, що діяла до 09 серпня 2021 року) від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді не вважається порушенням у разі спливу строку дії відповідних двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії або, в разі відсутності штрафних санкції за дострокове розірвання таких договорів, після розірвання відповідних договорів, а в інших АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» повинен забезпечити закупівлю



електричної енергії на ринку «на добу наперед» у встановлених межах.	
<p><b>порушенням вимог пункту 3.9 Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (далі – Порядок № 955)</b></p> <p><b>пункту 5.4 Порядку № 955</b></p> <p><b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>підпункту 46 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу № 1470</b></p> <p><b>пункту 2.8 Порядку № 955 (у редакції, що діяла до 14.03.2023)</b></p>	<p>яким визначено, що оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору у складі ПРСР, ІІ, звітів щодо виконання ПРСР та ІІ, обґрунтовуючих матеріалів до ПРСР та ІІ, а також інформації, що надається у відповідь на окремі запити Регулятора тощо;</p> <p>яким визначено, що оператор системи розподілу несе відповідальність за недостовірність даних, наданих у документах, зокрема щодо обґрунтування заходів ІІ та звітів щодо їх виконання</p> <p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;</p> <p>яким встановлено, що Ліцензіат зобов'язаний розробляти інвестиційну програму відповідно до Порядку № 955 та подавати її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогнозному періоду;</p> <p>яким встановлено, що Оператор системи розподілу формує ІІ відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі - ПДВ)) та включає:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІІ з урахуванням заходів чинної ІІ;</li> <li>2) опис робіт, запланованих на прогнозний період;</li> <li>3) перелік робіт, послуг, обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення, запланованих для виконання або закупівлі у прогнозному періоді, з урахуванням наскрізної пріоритетизації заходів у межах розділів ІІ, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритетизації заходів пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності, що включаються до ІІ без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з</li> </ol>
6	

урахованням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

вступ, у якому зазначається:

інформація щодо проведення відкритого обговорення на місцях з посиланням на відповідний протокол щодо відповідності заходів ІІ наданому ПРСР ліцензіата та розробленому Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг тощо;

інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення, із зазначенням розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії та планів щодо їх встановлення;

інформація щодо переліку об'єктів електромереж ліцензіата з найбільшими показниками SAIDI з урахуванням вимог, визначених у цій главі, відсортовану за показником SAIDI від найвищого до найнижчого, з визначенням переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення зниження цих показників;

інформація щодо фактичних та прогнозних витрат електричної енергії в системі розподілу та заходів, направлених на їх зниження за результатами реалізації ІІ;

інформація щодо результатів виконання розроблених у попередні періоди ТЕО (у тому числі з підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж/компенсації реактивної потужності) та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з детальним графіком виконання цих заходів;

інформація щодо виконання ліцензіатом заходів у частині забезпечення необхідного рівня потужності кінцевих користувачів, з урахуванням створення резерву потужності для забезпечення перспективного зростання споживання, відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема ДБН, та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з графіком виконання цих заходів;

інформація щодо впровадження та модернізації автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії ліцензіата;

обґрунтування пріоритетизації включення до ІІ заходів та їх відповідність програмам/концепціям розвитку ліцензіата;

обґрунтування заходів щодо підвищення рівня напруги;

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми з описом існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин, зазначенням

**пункту 2.9 Порядку № 955 (у редакції, що діяла до 16.08.2022)**

останньої дати проведення ремонтних робіт, терміну їх експлуатації, типу та характеристик;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проектно-кошторисну документацію та інші необхідні обґрунтовувальні матеріали по всіх заходах ІІІ;

інформацію щодо проведення експертизи проектно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання, фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогнозному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання, фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІІ;

6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ.

яким встановлено, що Оператор системи розподілу формує ІІІ відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі - ПДВ)) та включає:

1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІІІ з урахуванням заходів чинної ІІІ;

2) опис робіт, запланованих на прогнозний період;

3) перелік робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогнозному періоді, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів;

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проектно-кошторисну документацію;

інформацію щодо проведення експертизи проектно-кошторисної документації;

**пункту 2.9 Порядку № 955 (у редакції, що діяла до 14.03.2023)**

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми; інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІІ;

6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ.

яким встановлено, що до ІІІ ліцензіатом додаються обґрунтовувальні матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, мають містити:

1) проектно-кошторисну документацію з виконання відповідних робіт, розроблену та затверджену відповідно до вимог чинного законодавства. При цьому обсяги робіт та ресурсів (матеріалів, обладнання тощо) у кошторисній документації повинні бути підтверджені відповідними обсягами у затвердженій проектній частині;

2) експертні висновки щодо розгляду проектно-кошторисної документації відповідно до вимог чинного законодавства;

3) накази про затвердження відповідної проектно-кошторисної документації;

4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проектування та інші матеріали;

5) цінові (комерційні) пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі;

6) відповідні програми/концепції розвитку, що містять перелік запланованих за роками заходів.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогностного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками.

**пункту 2.10 Порядку № 955 (у редакції, що діяла до 16.08.2022)**

яким встановлено, що до ІІІ ліцензіатом додаються обґрунтовувальні матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, можуть містити цінові пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі, накази про затвердження проектно-кошторисної документації (або зведені кошториси до відповідних проектів), що передбачені ІІІ.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП), які

заплановані для закупівлі протягом прогнозного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками.

### Виконання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» ІІІ на 2021 рік

Інвестиційна програма АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік (далі – **ІІІ 2021**) та джерела її фінансування схвалена постановою НКРЕКП від 09.12.2020 № 2350 «Про схвалення Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік» у сумі 387 572,00 тис. грн (без ПДВ).

Постановою НКРЕКП від 01.09.2021 № 1446 «Про схвалення змін до Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік» включено додаткові заходи без зміни загальної суми Інвестиційної програми та джерел їх фінансування.

Постановою НКРЕКП від 10.11.2021 № 2024 «Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 09.12.2020 № 2350» внесено зміни до схваленої Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік зі зміною загальної суми на 407 540,00 тис. грн (без ПДВ) та були визначені джерела, наведені у таблиці.

Джерела фінансування Інвестиційної програми з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік (зі змінами постановою НКРЕКП від 10.11.2021 № 2024):

Джерела фінансування	тис. грн (без ПДВ)
Амортизація	148 653,00
Прибуток (обов'язкові реінвестиції)	175 048,00
Реактивна електроенергія	39 322,00
Дохід від небалансу ТВЕ за 2018 рік	24 549,00
Дохід від небалансу ТВЕ за 2019 рік	0,00
Дохід від небалансу ТВЕ за 2020 рік	0,00
Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2019 та 2020 роках (постанова НКРЕКП від 28.07.2021 № 1205)	19 823,00
Економія коштів за 2019 та 2020 роки (постанова НКРЕКП від 28.07.2021 № 1205)	145,00
<b>Усього</b>	<b>407 540,00</b>

Листом від 23.06.2022 № 048/12793 Товариством надано до НКРЕКП річний звіт щодо виконання ІІІ 2021 року (уточнений).

Перевіркою встановлено, що по розділу VI «Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки» запланований обсяг фінансування заходів складає 64 626,76 тис. грн (без ПДВ). Згідно Детального звіту щодо виконання Інвестиційної програми, профінансовано та освоєно заходи по розділу VI на суму \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ), що більше плану на \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ).

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходів 6.1.1 Автопідіймач Comet 14 на базі шасі Iveco Daily 35C13D (кабіна 7 місць) або аналог та пункт 6.1.6 Автогідропідіймач Comet 22 на базі шасі МАЗ-5302 4x4, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: ГАЗ-3307, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-131, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-433360, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-433360, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ГАЗ-3307, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-131, \_\_\_\_\_; ГАЗ-53, \_\_\_\_\_; ЗИЛ-131, \_\_\_\_\_.

При цьому АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало пояснення, що згідно Спільного протокольного рішення засідання Правління №06-1/2022 від 25.02.2022 р. несписання даних транспортних засобів пов'язане

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.2 Бурильно-кранова машина БКМ-2М на базі трактора ХТЗ-150К-09, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: Т-150, \_\_\_\_\_; Т-150, \_\_\_\_\_.

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення комісії з проведення перевірки, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління №25/2021 від 14.07.2021 р. прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.3. Бригадний автомобіль Renault Dokker Authentique 1,6, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: УАЗ-3909, ; УАЗ-2206, ; УАЗ-2206, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-399, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-2206, ; ГАЗ-32213,

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення, комісії з проведення перевірки, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління № 25/2021 від 14.07.2021 р. прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.4 Бригадний автомобіль Renault Dokker Van Authentique 1,6, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-2206, ; УАЗ-3303, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, ; УАЗ-3909, .

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення, комісії з проведення перевірки, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління № 25/2021 від 14.07.2021 прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.5. Бригадний автомобіль Peugeot 301 1,6 VTI, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотранспортні засоби: ЗА3-110207, , ЗА3-1102, , ЗА3-110206, , ЗА3-110207, , ЗА3-1102, , ЗА3-110206, , ЗА3-1102, , ВА3-21099, , ВА3-21103, , ВА3-21043, .

Перевіркою встановлено, що товариством проведено списання:

ЗА3-110206, – 31.12.2021 замість ЗА3-110207, ,  
ЗА3-110206, - 31.12.2021 замість ЗА3-1102, ,

ЗА3-110206, – 31.12.2021 замість ЗА3-110206, ,  
ЗА3-110206, – 31.12.2021 замість ЗА3-110207, ,  
ЗА3-110207, – 31.12.2021 замість ЗА3 -1102, ,  
ЗА3-110207, – 31.12.2021 замість ЗА3-110206, ,  
ВА3-2107, – 31.10.2021 замість ВА3-21043, .

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення, комісії з проведення перевірки, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління № 25/2021 від 14.07.2021 прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.7 Бригадний автомобіль Ford Ranger 4x4, 5 місць, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотransпортні засоби: УАЗ-3909, , УАЗ-3909, , УАЗ-3909, , УАЗ-3909, , УАЗ-2206, , ГАЗ-52, , ГАЗ-52, , ГАЗ-52, , ГАЗ-52, , УАЗ-3909, , ГАЗ-33023, , УАЗ-3909,

Перевіркою встановлено, що товариством проведено списання:

УАЗ-3909, – 30.06.2021 р. замість УАЗ-3909, ,  
ГАЗ-5312, – 31.03.2021 замість ГАЗ-52, ,  
ГАЗ-3307, – 30.09.2021 замість ГАЗ-33023, .

АТ «Житомиробленерго» надало пояснення, що згідно службових листів від комерційної та технічної дирекцій та з метою раціонального і ефективного забезпечення служб та підрозділів АТ «Житомиробленерго» необхідними транспортними засобами на виконання Закону України «Про Електроенергетику», для виконання функціональних обов'язків в РЕМ та підрозділах, збільшенням обсягів робіт в зв'язку з зростанням кількості приєднань споживачів, зростанням обсягів верхового розчищення трас ЛЕП, а також забезпечення оперативного реагування на пошкодження через складні погодні умови, спільним рішенням засідання Правління №25/2021 від 14.07.2021 прийнято відтермінувати списання наявних транспортних засобів, які підлягали оновленню відповідно до заходів Інвестиційної програми Товариства 2021 року.

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.8 Бригадний автомобіль Renault Duster 1,5 дизель, 4x4, МТ6, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотransпортні засоби: ГАЗ-3110 .

АТ «Житомиробленерго» надало комісії з проведення перевірки пояснення, що згідно Спільного протокольного рішення засідання Правління № 06-1/2022 від 25.02.2022 несписання даних транспортних засобів пов'язане

Комісія з проведення перевірки зазначає (з урахуванням службової записки Сектору НКРЕКП від 12.07.2023 № 189/34СЛ-23), що в рамках виконання заходу 6.1.10 Аварійно-ремонтна майстерня ТК-М-4371-АКМ на базі шасі МА3-437121-542-011, або аналог підлягало заміні в зв'язку з списанням наступні автотransпортні засоби: ГАЗ-3309, , ГАЗ-3307,

, ГАЗ-3309, .

АТ «Житомиробленерго» надало комісії з проведення перевірки пояснення, що згідно Спільного протокольного рішення засідання Правління №06-1/2022 від 25.02.2022 несписання даних транспортних засобів пов'язане з введенням воєнного стану та оголошенням про

Проведеним співставленням актів списання транспортних засобів, що підлягають заміні відповідно до актів технічного стану, встановлено що частина списаних транспортних засобів не відповідає тим, що визначені у пояснювальній записці до ІІ АТ «ЖИТОМИРРОБЛЕНЕРГО» на 2021 рік, що є порушенням вимог пункту 3.9 Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (далі - Порядок № 955, Порядок), зокрема, оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору у складі ІІ, звітів щодо виконання ІІ, обґрунтовуючих матеріалів до ІІ та пункту 5.4 Порядку, зокрема, що відповідальність за недостовірність даних, наданих у документах, зокрема щодо обґрунтування заходів ІІ та звітів щодо їх виконання, несе оператор системи розподілу.

АТ «ЖИТОМИРРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «Необхідно зазначити, 05.03.2021 р. було підготовлено Розпорядження по Товариству, щодо надання пропозицій від підрозділів на списання транспортних засобів та дефектних актів технічного стану ТЗ відповідно.

Переглянувши дефектні акти, було прийнято рішення підготувати Службовий лист на засідання Правління АТ «ЖИТОМИРРОБЛЕНЕРГО» з пропозицією провести заміну та списання транспортних засобів визначених в пояснювальній записці до ІІ 2021 р. на аналогічні транспортні засоби, які знаходяться в більш значному технічно та морально зношеному стані, повністю вичерпали свій моторесурс, не підлягають проведенню капітального та відновлювального ремонтів, загрожують безпеці дорожнього руху.

Запропоновані ТЗ відповідають по типу, марці, моделі, призначенню транспортним засобам, які планувалися до списання та заміни згідно пояснювальної записки до ІІ 2021 р.

№	Потребує заміни та списання згідно ІІ ІІ 2021 р.	Держ. номер	Р. в.	Підрозділ (РЕМ)	Фактично списані	Держ. номер	Р. в.	Дата списання	Підрозділ (РЕМ)
1	ЗА3-110207		2000	Бердичівський	ЗА3-110206		2001	31.12.21	Черняхівський
2	ЗА3-1102		2002	Брусилівський	ЗА3-110206		2000	31.12.21	Попільнянський
3	ЗА3-110206		2002	Коростенський	ЗА3110206		2002	31.12.21	Хорошівський
4	ЗА3-110207		2002	Любарський	ЗА3-110206		2000	31.12.21	Андрушівський
5	ЗА3-1102		2001	Овруцький	ЗА3-110207		2003	31.12.21	Попільнянський
6	ЗА3-110206		2002	Попільнянський	ЗА3-110207		2004	31.12.21	Романівський
7	ВА3-21043		1996	Н. Волинський	ВА3-2107		1997	31.10.21	Коростенський
8	УАЗ-3909		1996	Любарський	УАЗ-3909		2002	30.06.21	Чуднівський
9	ГАЗ-52		1989	Брусилівський	ГАЗ-5312		1991	31.03.21	Служба транспорту
10	ГАЗ-33023		2000	Романівський	ГАЗ-3307		1991	30.09.21	Бердичівський

Виходячи з вищевикладеного, просимо виявлений недолік не вважати порушенням.

Копії дефектних актів та витяг із СПІЛЬНОГО ПРОТОКОЛЬНОГО РІШЕННЯ №12/2021 від 24.03.2021 р. засідання Правління АТ «ЖИТОМИРРОБЛЕНЕРГО» та профкому додаються у додатках №7 та №8 до даного листа.»

**За підсумками аналізу виконання Інвестиційної програми 2021 встановлено:**

**Фінансування ІІ 2021 року склало** \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ), що складає

% від запланованої суми 407 539,52 тис. грн (без ПДВ).

Сума недофінансування ІІ 2021 становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ).

**Освоєння коштів** становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) або 100,00 % від загальної суми фінансування.

Профінансовані та не освоєні кошти відсутні.

Обсяг перевитрат, що не перевищує 5 % становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ).

**Перевищення вартості заходів ІІ 2021 понад 5 % та 10% відсутнє.**

Збільшення/зменшення фактичних обсягів виконаних робіт (по фізичних обсягах) по відношенню до планових відсутнє.



Сума **економії** коштів, яка склалась за результатами виконання ІІ 2021, з урахуванням перевищення вартості заходів ІІ 2021 до **5%, становить** **грн (без ПДВ).**

Сума **перевитрат**, що не покриті економією, яка склалась за результатами виконання ІІ 2021, становить **грн (без ПДВ),** зокрема в розрізі розділів ІІ 2021 наведено у таблиці 3.31.16.

Сума економії коштів та обсяг перевищення вартості заходів ІІ 2021 в межах 5 %, від 5 % до 10 % та більше 10 %:

тис. грн (без ПДВ)

Розділ ІІ 2021	Економія заходів ІІ 2021 року	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%	Обсяг перевитрат, що перевищує 5% та не перевищує 10%	Обсяг перевитрат, що перевищує 10%	Залишок економії з урахуванням обсягу перевитрат, що не перевищує 5%	Перевитрати, що не покриті економією
1	2	3	4	5	6=2-3	7=3+4-2
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
<b>Усього</b>						

#### Виконання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» ІІ на 2022 рік

Інвестиційна програма АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік (далі – **ІІ 2022**) та джерела її фінансування схвалена постановою НКРЕКП від 10.12.2021 № 2491 «Про схвалення Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік» у сумі 430 118,00 тис. грн (без ПДВ).

Інформація щодо джерел фінансування наведена в редакції постанови НКРЕКП від 10.12.2021 № 2491 у таблиці 3.31.17.

Джерела фінансування	тис. грн (без ПДВ)
Амортизація	229 101,00
Прибуток (обов'язкові реінвестиції)	169 398,00
За перетоки реактивної електроенергії	31 619,00
<b>Усього</b>	<b>430 118,00</b>

Постановою НКРЕКП від 23.08.2022 № 995 «Про схвалення змін до Інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік» схвалено зміни до Інвестиційної програми з розподілу електричної енергії, без зміни загальної суми Інвестиційної програми та джерел її фінансування.

Комісія з перевірки зазначає, що відповідно до вимог постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406 (зі змінами) термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік продовжено до **31 грудня 2023 року.**

#### За підсумками аналізу виконання Інвестиційної програми 2022 (станом на 31.12.2022)

##### встановлено:

**Фінансування ІІ 2022 року** склало \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ), що складає \_\_\_\_\_ % від запланованої суми 430 118,00 тис. грн (без ПДВ).

Сума **недофінансування** ІІ 2022 становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ).

**Освоєння коштів** становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) або \_\_\_\_\_ % від загальної суми фінансування.

Обсяг **перевитрат**, що не перевищує 5 % становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ).

**Перевищення вартості заходів ІІ 2022 понад 5 % та 10% відсутнє.**

Сума **економії** коштів, яка склалась за результатами виконання ІІ 2022, з урахуванням перевищення вартості заходів ІІ 2022 до **5%, становить** \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ).

Сума **перевитрат**, що не покриті економією, яка склалась за результатами виконання ІІ 2022, становить \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ), зокрема в розрізі розділів ІІ 2022 наведено у таблиці 3.31.32.

Сума економії коштів та обсяг перевищення вартості заходів ІІ 2022 в межах 5 %, від 5 % до 10 % та більше 10 %:

тис. грн (без ПДВ)

Розділ ІІ 2022	Економія заходів ІІ 2021 року	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%	Обсяг перевитрат, що перевищує 5% та не перевищує 10%	Обсяг перевитрат, що перевищує 10%	Залишок економії з урахуванням обсягу перевитрат, що не перевищує 5%	Перевитрати, що не покриті економією
1	2	3	4	5	6=2-3	7=3+4-2
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
<b>Усього</b>						

Під час перевірки первинної документації щодо виконання ІІ 2022 встановлено, що дані, включені до звіту щодо виконання ІІ 2022, відповідають наявній у Ліцензіата первинній документації.

Станом на 31.12.2022 залишились **не виконаними 167 заходів ІІ** на 2022 рік, загальною **запланованою вартістю фінансування** **грн (без ПДВ)**, що становить **%** від загальної суми схваленої інвестиційної програми на 2022 рік, у т. ч. не виконано заходи за наступними джерелами фінансування:

Амортизація – **грн (без ПДВ)**;

Прибуток (обов'язкові реінвестиції) – **грн (без ПДВ)**;

За перетоки реактивної е/е – **грн (без ПДВ)**.

Відповідно до підпункту 4 пункту 2 постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406 у зв'язку із агресією російської федерації проти України, бойовими діями, які спричинили значні пошкодження електричних мереж та суттєві зміни в режимах роботи енергосистем, схем нормальних режимів, внаслідок переміщення об'єктів споживання та введенням в Україні воєнного стану, операторам систем розподілу **продовжено термін виконання** схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до **31 грудня 2023 року**.

Пунктом 4 постанови НКРЕКП від 26.05.2022 № 406 ( в редакції, що діє з 23.05.2023) встановлено, що за результатами здійснення заходів державного контролю в частині перевірки дотримання операторами систем розподілу вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470, загальну суму додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у 2022 році визначати з урахуванням суми недофінансування інвестиційної програми операторів систем розподілу на 2022 рік.

Таким чином суми недофінансування інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» за підсумками діяльності у 2022 році становить **грн (без ПДВ)** ( **-** ).

**Щодо виконання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» вимог постанов НКРЕКП:**

від 03.02.2021 № 140 «Про затвердження Графіка надання на розгляд НКРЕКП інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2022 рік» (надалі – Постанова НКРЕКП № 140);

від 12.07.2022 № 704 «Про врегулювання окремих питань щодо подання на схвалення Інвестиційних програм з передачі/розподілу електричної енергії на 2023 рік» (надалі – Постанова НКРЕКП № 704) та вимог Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (надалі – Порядок № 955).

Відповідно до постанов НКРЕКП від 03.02.2021 № 140 «Про затвердження Графіка надання на розгляд НКРЕКП інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2022 рік» та від 12.07.2022 № 704 «Про затвердження Графіка надання на розгляд НКРЕКП інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2023 рік» та вимог

пунктів 2.8-2.10 Порядку 955, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було зобов'язано надати до НКРЕКП: 09.09.2021 Інвестиційну програму на 2022 рік з належним обґрунтуванням по кожному заходу;

09.09.2022 Інвестиційну програму на 2023 рік з належним обґрунтуванням по кожному заходу.

АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало до НКРЕКП відповідні Інвестиційні програми на 2022 та 2023 рік у визначені терміни НКРЕКП, проте оформлені **неналежним чином**, а саме, не було надано обґрунтовуючі матеріали у повному обсязі по заходах ІІ (проектно-кошторисну документацію, дефектні акти, завдання на проектування, експертні висновки, належним чином оформлену пояснювальну записку, тощо) про що було повідомлено Товариство листами НКРЕКП від 21.10.2021 № 12128/17.1.1/7-21 та від 23.09.2022 № 10827/17.1.1/7-22.

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» надало до НКРЕКП відповідні Інвестиційні програми на 2022 та 2023 рік у визначені терміни НКРЕКП з обґрунтовуючими матеріалами не в повному обсязі, у зв'язку з великим об'ємом робіт частина обґрунтовуючих матеріалів (проектна документація, експертиза тощо) які була потрібні для захисту ІІ-2022 виготовлялась в 2021 році та на момент подачі були в стадії завершення виконання. Подача ІІ-2023 року взагалі проходила під час військової агресії російської федерації проти України та активної фази дії на території Житомирської області. У 2022 році Товариство працювало в умовах ураження об'єктів критичної інфраструктури, відсутності персоналу.».*

7	<p><b>пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»</b></p> <p><b>пункту 3 Порядку визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги, затвердженому постановою НКРЕКП від 13.08.1998 № 1052 (дія до 01.01.2022)</b></p> <p><b>пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженому постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (зі внесеними змінами постановою НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430)</b></p> <p><b>пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до ПРРЕЕ</b></p>	<p>щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії</p> <p>в частині визначення класу напруги для споживачів електричної енергії;</p> <p>в частині визначення класу напруги для споживачів електричної енергії;</p> <p>яким визначено, що усі додатки, зміни та доповнення до цього Договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього Договору, які є невід'ємною частиною цього Договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох Сторін.</p>
---	---	---

Станом на 01.01.2022 втратила чинність постанова НКРЕКП від 13.08.1998 № 1052 «Про

Порядок визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги» (далі – Порядок № 1052) та постановою НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 внесені зміни до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (далі – Порядок № 1175).

До **01.01.2022**, відповідно до підпункту 3.1 пункту 3 Порядку № 1052, до 1 класу відносились споживачі, які:

отримували електричну енергію від мереж оператора системи розподілу на електроустановки споживача на межі балансової належності із ступенем напруги 27,5 кВ та вище;

були приєднані до шин електростанцій (за винятком суб'єктів господарювання, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел, а саме з енергії сонячного випромінювання, біогазу, біомаси, енергії вітру та мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями);

є промисловими підприємствами із середньомісячним обсягом споживання електричної енергії 150 млн кВт.год та більше на технологічні потреби виробництва, незалежно від ступенів напруги на межі балансової належності.

До 2 класу, відповідно до підпункту 3.2 пункту 3 Порядку № 1052, відносились споживачі, які отримують електричну енергію на межі балансової належності із ступенем напруги нижче 27,5 кВ, крім випадків, передбачених підпунктом 3.1 Порядку № 1052.

Одночасно, з **01.01.2022** відповідно до положень пункту 8.1 глави 8 Порядку № 1175, тариф на послуги з розподілу електричної енергії розраховується для споживачів та операторів установок зберігання енергії відповідного класу напруги.

Абзацами другим – четвертим пункту 8.1 глави 8 Порядку № 1175 визначено, що споживачі, які отримують електричну енергію від оператора системи розподілу на межі балансової належності номінальною напругою 27,5 кВ та вище, а також споживачі, приєднані до шин електростанцій (за винятком суб'єктів господарювання, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел, а саме з енергії сонячного випромінювання, біогазу, біомаси, енергії вітру та мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), відносяться до 1 класу напруги.

Споживачі (субспоживачі), які отримують електричну енергію від оператора системи розподілу на межі балансової належності номінальною напругою нижче 27,5 кВ, відносяться до 2 класу напруги.

Клас напруги встановлюється споживачу окремо за кожною межею балансової належності.

Відповідно до положень пункту 1.2.4 Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ), точка розподілу (передачі) електричної енергії споживачу встановлюється на межі балансової належності його електроустановок та зазначається в договорі споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з оператором системи.

Оператор системи покриває всі витрати, пов'язані з транспортуванням електричної енергії в точку розподілу (передачі) електричної енергії, а також має право на відшкодування всіх витрат, пов'язаних із транспортуванням електричної енергії в точку розподілу (передачі) електричної енергії, за рахунок тарифу на розподіл (передачу) електричної енергії.

Відповідно до положень пункту 2.1.5 глави 2.1 розділу II ПРРЕЕ, договір споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається з урахуванням статей 633, 634, 641, 642 Цивільного кодексу України на основі типового договору, що є додатком 3 до ПРРЕЕ.

Оператор системи розподілу зобов'язаний на головній сторінці свого вебсайту, а також у друкованих виданнях, що публікуються на території його ліцензованої діяльності, та у власних центрах обслуговування споживачів розмістити редакцію договору про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії та роз'яснення щодо укладення та приєднання споживача до договору споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії.

Договір споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії за ініціативою споживача або оператора системи відповідно до визначених ПРРЕЕ випадків, як правило, укладається шляхом приєднання споживача за заявою-приєднанням до розробленого оператором системи розподілу договору на умовах складеного оператором системи розподілу паспорта точки розподілу/передачі.

Якщо за об'єктом оформлено паспорт точки (паспорти точок) розподілу/передачі, оператор

системи розподілу не має права відмовити споживачу у приєднанні до договору споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії. При цьому сторони можуть за взаємною згодою оформляти в установленому цими Правилами порядку додатки до договору споживача про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії, в яких узгоджуються організаційні та технічні особливості розподілу електричної енергії.

У разі необхідності визначення за взаємною згодою сторін додаткових умов договору, які конкретизують умови договору, форму якого встановлено цими Правилами, договір оформляється в паперовій формі.

Відповідно до абзацу першого пункту 1.2.15 глави 1.2 розділу I ПРПЕЕ укладення, внесення змін, продовження строку дії чи розірвання будь-якого із договорів, передбаченого цими Правилами, здійснюється відповідно до вимог законодавства та цих Правил.

Порядок зміни та розірвання господарських договорів визначений статтею 188 Господарського кодексу України, відповідно до якої зміна та розірвання господарських договорів в односторонньому порядку не допускаються, якщо інше не передбачено законом або договором.

Сторона договору, яка вважає за необхідне змінити або розірвати договір, повинна надіслати пропозиції про це другій стороні за договором.

Сторона договору, яка одержала пропозицію про зміну чи розірвання договору, у двадцятиденний строк після одержання пропозиції повідомляє другу сторону про результати її розгляду.

У разі якщо сторони не досягли згоди щодо зміни (розірвання) договору або у разі неодержання відповіді у встановлений строк з урахуванням часу поштового обігу, заінтересована сторона має право передати спір на вирішення суду.

Якщо судовим рішенням договір змінено або розірвано, договір вважається зміненим або розірваним з дня набрання чинності даним рішенням, якщо іншого строку набрання чинності не встановлено за рішенням суду.

Згідно з пунктом 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до ПРПЕЕ (далі – Типовий договір), усі додатки, зміни та доповнення до цього Договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього Договору, які є невід'ємною частиною цього Договору оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох Сторін.

Паспорт точки розподілу/передачі електричної енергії та всі зміни і доповнення до нього формуються та підписуються оператором системи і надаються споживачу у встановленому ПРПЕЕ порядку.

Цей Договір може бути змінений у разі внесення змін або скасування нормативно-правових актів, що регулюють відносини між Оператором системи та Споживачем.

У зв'язку з цим сторони погоджуються з тим, що Оператор системи вносить відповідні зміни та доповнення до цього Договору та оприлюднює їх на власному вебсайті. Якщо Споживач не ініціював розірвання цього Договору протягом одного місяця з моменту оприлюднення змін та доповнень до цього Договору, вважається, що Споживач погодився зі змінами до Договору з дати його оприлюднення на вебсайті Оператора системи.

Враховуючи зазначене, оператор системи розподілу має розмістити, зокрема на головній сторінці свого вебсайту, редакцію договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії (на основі Типового договору), який є публічним договором приєднання. При цьому додатки до договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії мають оформлюватися письмово в паперовій формі. Зміни до оформлених додатків до договору мають вноситися у порядку, визначеному статтею 188 Господарського кодексу України, та оформлюватися в паперовій формі.

Сторони мають дотримуватися умов укладеного договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, а тому зміни у відносинах сторін, у тому числі щодо застосування тарифу на розподіл електричної енергії (зміни класу напруги), мають відбуватися з моменту внесення в установленому порядку відповідних змін до укладеного між ними договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

Комісія з перевірки зазначає, що до НКРЕКП надійшла низка звернення від підприємств Житомирської області щодо правомірності дій АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» стосовно зміни

класу напруги та нарахування плати за послуги з розподілу електричної енергії за результатами розгляду яких встановлено **факти не внесення змін Типового договору споживача** про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії на підставі постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 «Про внесення змін до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії».

*Інформація щодо споживачів, для яких АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було не змінено клас напруги, згідно з внесеними змінами до Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії на підставі постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 «Про внесення змін до Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії»*

Основний споживач від мереж ОСР та від якого живляться субспоживачі	Найменування субспоживача	Клас напруги субспоживача відповідно до виставленого рахунку в грудні 2021/2022 (1/2 клас)	Клас напруги субспоживача відповідно до виставленого рахунку в січні 2022/* (1/2 клас)	Рівень встановленої напруги на межі балансової належності, вказаний в договорі споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії та підтверджений виїзною перевіркою, кВ	Номер та дата діючого договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії		Дата та номер листа АТ «Житомиробленерго», яким повідомлено споживача про зміни у договорі та надано примірники договору/додаткової угоди для підпису			
					№	дата	№	дата	Повернуто субспоживачем підписану паперову форму договору/додаткову угоду (+)/(-)	
x	Фізична особа Бабич	1	2	0.4	02-519	30.04.2021	430/2153	20.01.2022	(-) Споживач здійснює оплату за тарифами 2 класу відповідно до постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 (вступила у дію 01.01.2022)	
x	ТОВ «ПОЛІССЯ-2002»	1	2	6	12-0608	31.08.2021	830/2033	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	КП «АРХІПЛАН» МАЛІНСЬКОЇ РАЙОННОЇ РАДИ	1	2	6	12-0657	16.11.2020	830/2022	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ТОВ «МАЛІНСЬКА ФАБРИКА СПЕЦІАЛЬНОГО ПАПЕРУ»	1	2	6	12-2	28.12.2018	830/2180	20.01.2022	(-)	
x	ТОВ «ТОРГОВИЙ ДІМ «ПАПР-МАЛ»	1	2	6	12-0702	15.09.2021	830/2035	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ПрАТ «ДЕТВІЛЕР УЩІЛЬНЮЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ Україна»	1	2	6	12-0321	10.02.2022	830/2025	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	

x	ГАРАЖНИЙ КООПЕРА- ТИВ «БУМАЖ- НИК»	2	2	0.4	359	28.12.2018	830/2023	19.01.2022	(-) Споживач здійснило оплату за тарифами 2 класу відповідно до постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 (вступила у дію 01.01.2022)
x	ТОВ «ВМ УА»	1	2	10	102-Р	19.12.2022	510/3005 6	23.12.2022	(-) Відсутнє споживання
x	ТОВ «Стильтранс»	1	2	0.4	140-А	26.12.2018	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПАТ «Житомир- зооветпостач»	1	2	0.4	145	26.12.2018	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «Лайфселл»	1	2	0.4	379	28.12.2018	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПрАТ «ВФ Україна»	1	2	0.4	242	12.07.2019	830/2023	19.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «БАРБАРА ТРАМП»	1	2	0.4	140-Б	26.12.2018	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
ТОВ»ЖЕРО К-АЛЬФА»	x	1	2	10	102-К	21.04.2021	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «АЛЬФА-СМ»	1	2	0.4	114	28.10.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-)
ТОВ «ОБЮ»	x	1	2	10	141	27.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	АТ «МІЖНАРОД- НИЙ РЕЗЕРВНИЙ БАНК»	1	2	10	1860	21.01.2021	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «ЖИТОМИР- АГРОБУД- ІНДУСТРІЯ»	1	2	10	102-В	29.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	ТОВ «ФІС ФЛЕКСІБЛС Україна»	1	2	10	102	29.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	ТОВ «ОНВІ»	1	2	10	37	29.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	КП «ЖИТОМИР- ВОДОКА- НАЛ» Житомирської міської ради	1	2	10	3	24.02.2021	510/3005 6	23.12.2022	(-)
x	ТОВ «ЖИТОМИР- СЬКИЙ	1	2	10	102-І	17.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного

	М'ЯСОКОМБИНАТ»									договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	Іноземне підприємство «ЄВРОГОЛД ІНДЕСТРІЗ ЛТД»	1	2	10	102-У	29.12.2018	510/30056	23.12.2022	(-)	
x	ПП «ТОРГІВЕЛЬНИЙ ДІМ «ПЛАСТ-СЕРВІС»	1	2	0.4	244	29.09.2021	510/29947	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ТОВ «ФІРМА ЕСТРЕЛЛА»	1	2	10	102-Т	28.10.2021	510/29947	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	КП «Житомирське трамвайно-тролейбусне управління» Житомирської міської ради	1	2	10	92	18.12.2018	510/30056	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ТОВ «С.Т.ТРЕЙД»	1	2	10	2376	11.11.2021	510/29947	22.12.2022	(-) Прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, споживач здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ФОП Гадзевич	1	2	0.4	102-Г	27.09.2021	510/29947	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ТОВ «ТКАЧ Ї»	1	2	0.4	591	29.09.2021	510/29947	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ВАТ «Житомирський завод хімічного волокна»	1	2	10	102	21.10.2021	510/29947	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ФОП Войтко Олександр Петрович	1	2	0.4	345	28.08.2021	510/29947	22.12.2022	(-)	
x	ПП «Вікторія»	1	2	0.4	2427	03.12.2018	510/30056	23.12.2022	(-) Відсутнє споживання	
x	ТОВ «СП ЕКОМЕТАЛЬ»	1	2	0.4	102-П	22.11.2019	510/29947	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ТОВ «ДПП ЕЙР ГАЗ»	1	2	0.4	102-Ю	30.08.2021	510/29947	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу	
x	ФОП Лук'янчук	1	2	0.4	1911	04.12.2020	510/29947	22.12.2022	(-)	



x	ФОП Сироткіна	1	2	0.4	102-Д	10.11.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПП «Науково-виробниче підприємство «Промекс»	1	2	0.4	1210	28.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «КОМПО ГРУПЬ»	1	2	10	1014	04.06.2019	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «Виробнича компанія «МАРК»	2	2	6	102	29.12.2018	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПП «Скефалд-2»	1	2	0.4	102	28.12.2018	510/3005 6	23.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Пасічник	1	2	0.4	102-І	21.10.2019	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «ПАКОМІКС-СЕРВІС»	1	2	0.4	102-Й	04.12.2020	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Літвінов	1	2	0.4	1317	30.07.2021	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «БІОФОРЕСТ 2020»	1	2	0.4	102-Ш	01.09.2020	510/2994 7	22.12.2022	(-)
x	ФОП Сотник	1	2	0.4	102-Щ	10.12.2020	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «АЛЮМ-ХОЛДІНГ»	1	2	10	102-Ч	22.11.2019	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ТОВ «Завод мінераловатних виробів»	-	-	10	102-О	29.12.2018	-	-	відключений
x	ПП «Спецелектро монтаж 2009»	1	2	0.4	102-С	27.07.2021	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на

									сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Стадник Г.Р.	1	2	0.4	2495	28.12.2018	510/1708	25.01.2023	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	Савчук	1	2	0.4	1186	22.08.2022	510/2994 6	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x		1	2	0.4	102-М	14.06.2019	510/2994 7	22.12.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ПП «Спортивний клуб «ЮКА»	1	2	0.4	138	01.01.2019	510/2625	24.01.2022	(-) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
x	ФОП Червінський	1	2	10	попередній договір від 26.12.2018 № 138-Б		510/2625	24.01.2022	(–) Споживачем прийнято умови публічного договору розміщеного на сайті Товариства, та здійснює оплату за тарифами 2 класу
					138-Б	30.01.2023			

*\*довідково: у січні 2023 року*

Комісія з перевірки зазначає, що **внесення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» змін до оформлених додатків до договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії без погодження відповідних змін зі споживачами** свідчить про порушення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» вимог статті 188 Господарського кодексу України та пункту 12.2 Типового договору.

Комісією з проведення перевірки зазначає, що сторони мають дотримуватися умов укладеного договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, а тому зміни у відносинах сторін, у тому числі щодо застосування тарифу на розподіл електричної енергії (зміни класу напруги), мають відбуватися з моменту внесення в установленому порядку відповідних змін до укладеного між ними договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

Комісією з проведення перевірки встановлено, що АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у 2021 році **проводило розрахунки тарифів** на послуги з розподілу електричної енергії, для вищезазначених споживачів, **відповідно до 1 класу напруги**, що свідчить про порушення положень пункту 3 Порядку № 1052 та пункту 8.1 глави 8 Порядку № 1175.

Ураховуючи вищенаведене, АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» не дотримало вимоги законодавства, що регулює функціонування ринку електричної енергії, та Ліцензійних умов з розподілу № 1470, при внесенні змін у додатки до договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії», **що свідчить про порушення АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» вимог:**

**пункту 1 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії»** щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що

регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

**пункту 3 Порядку визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги та пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в частині визначення класу напруги для споживачів електричної енергії;**

**пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до ПРРЕЕ, яким визначено, що усі додатки, зміни та доповнення до цього Договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього Договору, які є невід'ємною частиною цього Договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох Сторін.**

*АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у своїх поясненнях, надісланих листом від 29.06.2023 № 05/14240, зазначило, що (мовою документа): «У зв'язку із незрозумілим тлумаченням визначення класу напруги для субспоживачів, які отримують електричну енергію від мереж основних споживачів АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» було направлено запит до НКРЕКП № 012/20523 від 06.12.2021 (додаток №11 до даного листа) щодо надання роз'яснень з приводу зазначеного питання.*

*НКРЕКП листом № 15538/17.2.1/7-21 від 31.12.2021 (додаток №10 до даного листа) було надано вичерпну (конкретну) відповідь щодо визначення класу напруги субспоживачів, а саме: «у випадку наявності у основного споживача, який відноситься до 1 класу напруги, приєднаних до його мереж субспоживачів, що отримують електричну енергію на межі балансової належності між основним споживачем та субспоживачем зі ступенем напруги нижче 27,5 кВ, такі субспоживачі відносяться до 2 класу напруги.»*

*Повідомлення про зміни до договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії (у зв'язку зі вступом в дію постанови НКРЕКП від 25.08.2021 № 1430 та отриманням АТ «Житомиробленерго» від НКРЕКП роз'яснення щодо визначення класу напруги субспоживачів № 15538/17.2.1/7-21 від 31.12.2021) 01.01.2022 (додатково повторно 04.01.2022) оприлюднено на головній сторінці вебсайту АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» за посиланням: <http://www.ztoe.com.ua/news.php?id=1651>, а також у центрах обслуговування споживачів.*

*Слід зазначити, що переважна більшість споживачів електричної енергії, відповідно до вимог п. 12.2 глави 12 Типового Договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, погодилися із змінами внесеними до Договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії та оприлюднених на головній сторінці вебсайту АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (на виконання вимог постанови НКРЕКП № 312 від 14.03.2018 (із змінами та доповненнями, в т. ч. змін внесених постановою НКРЕКП № 1219 від 26.06.2020)) та сумлінно виконують умови даних Договорів шляхом оплати оператору системи розподілу АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» послуги з розподілу електричної енергії згідно 2 класу напруги, який визначений оператором системи розподілу відповідно до межі балансової належності яка визначена актом розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності, який є додатком до договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.*

*В той же час, інша категорія споживачів, вважаючи, що постанова НКРЕКП № 1219 від 26.06.2020, якою були внесені зміни та доповнення до Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП № 312 від 14.03.2018, не визнають легітимність її вимоги щодо розміщення змін та доповнень до Договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії та їх оприлюднення на власному вебсайті Оператора системи розподілу (при цьому, як учасники ринку електричної енергії, не оскаржуючи дану постанову до суду), категорично відмовляються оплачувати оператору системи розподілу АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» послуги з розподілу електричної енергії згідно 2 класу напруги.»*

**Довідково:**

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що комісією з перевірки встановлено та Актом № 274 зафіксовано **витрати (видатки)** АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», понесені внаслідок військової агресії російської федерації проти України, на період дії воєнного стану в Україні, що є обґрунтованими, а саме:

**Визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії для операторів систем розподілу, які перейшли на стимулююче регулювання 2021 року**

З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:

**1. Фактична сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій,** нараховану за підсумками попереднього року та виплачену у звітному році відповідно до платіжних доручень, наданих ліцензіатом – **державна частка відсутня.**

**2. Фактична сума сплаченого податку на прибуток у 2021 році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії, який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (далі – форма звітності № 2-НКРЕКП) за січень-грудень 2021 року –** **грн (без ПДВ):**

x / = грн. (без ПДВ)

сума сплаченого податку на прибуток у 2021 році відповідно до платіжних доручень – грн (без ПДВ) (таблиця 3.25.10);

фактичні операційні витрати на розподіл електричної енергії – грн (без ПДВ), у тому числі (таблиця 3.25.2):

операційні контрольовані витрати – грн;

операційні неконтрольовані витрати – грн;  
 витрати пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл – грн;  
 амортизація (за бухгалтерським обліком) – грн.

сумарні операційні витрати – грн (без ПДВ) (з приєднаннями, іншою діяльністю та діяльністю пов'язаною з ліцензованою) (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2021 року)

**3. Сума коригування необхідного доходу** відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у звітному році, визначена відповідно до пункту 5.19 глави 5 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (далі – Порядок № 1175). Фактичні значення даного показника, з урахуванням результатів перевірки, відображеного у пункті 3.20 цього Акта перевірки, **сума коригування необхідного доходу** відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг за 2021 рік становить - **грн, що вже враховано при встановленні тарифів на послуги з розподілу електричної енергії для АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2023 рік.**

з/п	Складові якості послуг	Базовий індекс SAIDI, хв	Цільовий індекс SAIDI, хв	Розрахунковий індекс SAIDI, хв	Фактичний індекс SAIDI, хв	Середньозважена по Україні ціна на універсальні послуги для малих побутових споживачів, приєднаних до системи розподілу на 2 класі напруги (П2), грн/МВт·год	Обсяг розподілу електричної енергії на 2 класі напруги (W м(с) ф2), МВт·год	Кількість хвилин у році, хв	Коригування необхідного доходу відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг (КЯ), тис. грн
А	Б	1	2	3	4	5	6	7	8
1	Для міської території	344,4	150	329,4	295,3	3 089,20		525 600	
2	Для сільської території	795,2	300	757,1	760,7	3 089,20		525 600	
3	Усього	1 139,60	450,00	1 086,50	1 056,00				

якщо  $SAIDI_{t-2}^{м(с)р} - SAIDI_{t-2}^{м(с)ф} > 0$ , то  $КЯ_t^{м(с)} = 0$ ,

**4. Сума уточнених операційних контрольованих витрат (ОКВу) у 2021 році становить грн (без ПДВ) яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

$$ОКВу = (( \quad - \quad ) \times 108,7/100 + \quad ) \times (1 - (1 + \quad ) \times (1 + 0,7 \times \quad / \quad ) = \quad \text{грн (без ПДВ)},$$

де:

грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії за 2020 рік (для першого року першого періоду регулювання  $ОКВ_{t-2} = ОКВ_0$ , при цьому  $ОКВ_0$  визначається з урахуванням пункту 5.6 глави 5 цього Порядку, відповідно до якого базові рівні операційних контрольованих витрат для першого року першого регуляторного періоду ( $ОКВ_0$ ) встановлюються на рівні відповідних витрат, затверджених останньою структурою тарифів);

грн – середньорічний фонд оплати праці у 2020 році, що врахований у складі уточнених операційних контрольованих витрат у році t-2 (для першого року першого періоду

регулювання ФОПут-2 = ФОПО, при цьому ФОПО визначається на рівні фонду оплати праці, затвердженого останньою структурою тарифів);

грн – середньорічний фонд оплати праці в 2021 році, що розрахований відповідно до Порядку визначення витрат на оплату праці, з урахуванням фактично застосованих параметрів.

108,7 % – фактичний індекс цін виробників промислової продукції в 2021 році;

Для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році t-1 приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року t-1.

1,0 % – загальний показник ефективності (ПЕз), встановлений НКРЕКП;

0,0 % – індивідуальний показник ефективності (ПЕінд) встановлений НКРЕКП;

0,7 – коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання ( $0 < КУ < 1$ ), встановлений НКРЕКП;

у. о. – зміна кількості умовних одиниць обладнання за 2021 рік; (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2021 року);

у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на початок 2021 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2021 року);

у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на кінець 2021 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2021 року).

**5. Сума уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2021 році – становить грн. (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

*На підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 26.06.2023 № 1158/17-23 (мовою документу):*

*«У разі виявлення, що капіталізацію було здійснено при виконанні заходів інвестиційної програми ліцензіата, доцільно враховувати зазначені витрати при визначенні сум фактичних операційних контрольованих витрат та уточнених операційних неконтрольованих витрат. Водночас в Акті відсутня інформація щодо проведення дослідження «операційних витрат», що капіталізуються. Таким чином УЦТПЕ неможливо здійснити аналіз наповнення витрат за статтею «операційні контрольовані витрати».*

$$\text{ОНВу} = \quad - \quad - \quad \quad \quad \times 0,2225 + \quad + \quad \quad \times$$
$$0,2225 = \quad \quad \quad \text{грн},$$

де:

грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (  $\quad$  грн + капіталізація  $\quad$  грн +  $\quad$  грн);

грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2021 році;

грн – фактичний фонд оплати праці в 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (  $\quad$  грн + капіталізація  $\quad$  грн +  $\quad$  грн);

грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (  $\quad$  грн + капіталізація  $\quad$  грн +  $\quad$  грн);

0,2139 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2021 році (  $\quad$  /  $\quad$  = 0,2225);

грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2021 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОПут-1) ( $0,3 \% \times \quad = \quad$ ).

**Проти зафіксованої в Акті № 286 суми уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2021 році – становить грн. (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

$$\text{ОНВу} = \quad - \quad - \quad \quad \quad \times 0,2139 + \quad + \quad \quad \times$$
$$0,2139 = \quad \quad \quad \text{грн},$$

де:

грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП);

грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2021 році (таблиця 3.25.2);

грн – фактичний фонд оплати праці в 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (таблиця 3.25.2);

грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2021 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) (таблиця 3.25.2);

0,2139 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2021 році ( = 0,2139);

грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2021 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОПут-1) (0,3 % x = ).

**6. Сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за 2021 рік становить (-) грн (без ПДВ):**

$$\text{ЕОКВ} = \text{ОКВ у} - \text{ОКВ ф} = \quad - \quad = \quad \text{грн}$$

де:

грн – сума уточнених операційних контрольованих витрат;

грн – сума фактичних операційних контрольованих витрат

( грн, у тому числі капіталізація витрат на ремонт: паливно-мастильні матеріали

грн + витрати на ремонт грн + витрати на оплату праці грн; у

тому числі капіталізація по інвестиційній програмі: паливно-мастильні матеріали грн +

витрати на оплату праці грн)

**7. Сума фактичних операційних контрольованих витрат з урахуванням витрат, що капіталізуються, у 2021 році, складає грн (без ПДВ).**

**8. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2021 році – грн (без ПДВ):**

$$\text{П уточ ст.} = \quad \times 0,03 = \quad \text{грн,}$$

де:

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до підпункту 8 пункту 5 додатку 27 «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 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненням;

0,03 в. о – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009.

**9. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у 2021 році – грн.**

**10. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на початок 2021 року складає у. о.**

**11. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на кінець 2021 року складає у. о.**

**12. Сума невиконання інвестиційної програми за 2021 рік, яка визначається як сума коштів, передбачена схваленою інвестиційною програмою по заходах, які згідно з Порядком розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних**

програм операторів систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955, вважаються не виконаними, із зазначенням джерел фінансування, щодо яких відбулося невиконання інвестиційної програми – **грн.**

**13. Сума перевищення вартості заходів інвестиційної програми на 2021 рік (пункт 3.31 цього Акта перевірки):**

**Перевищення вартості заходів III до 5 % по виконаних у 2021 році заходів III становить **грн (без ПДВ);****

**Перевищення вартості заходів III від 5% до 10 % по виконаних у 2021 році заходів III відсутнє;**

**Перевищення вартості заходів III понад 10% відсутнє.**

Розділ III 2021 року	Економія заходів III 2021 року, тис. грн	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%, тис. грн	Обсяг перевитрат від 5% до 10 %, тис. грн	Обсяг перевитрат, що перевищують 10 %, тис. грн	Залишок економії, тис. грн	Обсяг перевитрат, не покритих економією, тис. грн
1	2	3	4	5	6=2-3	7=3+4-2
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
<b>Всього</b>						

**14. Сума економії коштів при виконанні III у 2021 році з урахуванням перевитрат до 5% становить **грн (без ПДВ)** (пункт 3.31 цього Акта перевірки).**

**15. Сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії у звітному році, станом на 01.01.2022 складає **грн (без ПДВ)** (пункт 3.11 цього Акта перевірки).**

**16. Різниця між сумою нарахувань за 2021 рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом 2021 року складає **грн (без ПДВ)**. (таблиця 3.11.4 пункту 3.11 цього Акта перевірки). ( **грн (без ПДВ) – **грн (без ПДВ)****).**

**17. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др), який розраховується за формулою:**

$$D_r = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн. – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2021 рік.

**18. Величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу та підтверджується звітністю та первинними документами, яка виникла при виконанні заходів з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж у 2021 році.**



Тип приєднання	Находження коштів, тис. грн (без ПДВ)	Фактичні витрати, тис. грн (без ПДВ)	Витрати, що формують виробничу собівартість, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з Актом перевірки)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	Фактичні витрати (із урахуванням виявленого % перевищення), тис. грн (без ПДВ)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (із урахуванням виявленого % перевищення)
Стандарт_місто_підряд							
Стандарт_місто_господарський							
Стандарт_село_підряд							
Стандарт_село_господарський							
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)							
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018 до 31.12.2021)							
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)							
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018 до 31.12.2021)							
Без зазначення способу виконання робіт							
Без зазначення типу приєднання							
Всього							

Величина профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг із стандартних та нестандартних приєднань (приєднання, які завершені в період з 01.01.2021 до 31.12.2021), розрахована на підставі отриманої від АТ «Житомиробленерго» звітної інформації щодо понесених фактичних витрат на приєднання електроустановок у 2021 році за приєднаннями, які фактично завершені у 2021 році, та з урахуванням оптимізації коштів щодо витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднань електроустановок замовників до електричних мереж за 2021 рік, становить **(+)8 651,35 тис. грн (без ПДВ)**.

**19. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід** ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) **фактичних обсягів розподілу** електричної енергії ліцензіатів порівняно із обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії – **грн (без ПДВ)**.

Такий дохід визначається на підставі фактичного обсягу розподілу електричної енергії у звітному році (за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії та затверджених рівнів тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, які діяли у відповідні періоди звітного року).

	Період дії тарифів 2021 рік	Тарифи	За діючим тарифом		фактично		Відхилення («+» додаткові доходи, «-» збитки)
			Корисний відпуск	Обсяг товарної продукції	Корисний відпуск	Обсяг товарної продукції	
		грн/ МВт·год	тис. кВт·год	тис. грн	тис. кВт·год	тис. грн	тис. грн
<b>1 клас</b>	01-31.12.2021	212,81	446 828	95 089			
	<b>ВСЬОГО</b>		<b>446 828</b>	<b>95 089</b>			
<b>2 клас</b>	01-31.12.2021	1 188,01	1 853 636	2 202 138			

	<b>ВСЬОГО</b>	<b>1 853 636</b>	<b>2 202 138</b>			
<b>1+2 клас</b>	<b>ВСЬОГО</b>	<b>2 300 464</b>	<b>2 297 228</b>			

**20. Фактичні обсяги електричної енергії та її вартість для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, купованої на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, балансуєчному ринку, ринку двосторонніх договорів тощо. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно – грн (без ПДВ).**

Період	Обсяг, МВт·год	Вартість е/е, тис. грн (без ПДВ)
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
<b>2021 рік</b>		

**21. Обсяги та вартість продажу електричної енергії на сегментах ринку електричної енергії, надлишково придбаної для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл – грн (без ПДВ).**

Період	Електроенергія для врегулювання небалансів		
	Обсяг, МВт·год	Загальна вартість е/е, тис.грн (без ПДВ)	По версії комерційного обліку
2021 рік			
січень			2 версія
лютий			2 версія
березень			2 версія
квітень			2 версія
травень			2 версія
червень			2 версія
липень			2 версія
серпень			2 версія
вересень			2 версія
жовтень			2 версія
листопад			2 версія
грудень			2 версія
<b>РАЗОМ</b>			

**22. Дохід, отриманий у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата – цього Акта перевірки). грн (без ПДВ) (пункт 5.3**

**23. Дохід, отриманий у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики – грн. (без ПДВ).**

**24. Дохід, отриманий від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії – грн. (без ПДВ) (реалізація запасів металобрухту + реалізація).**

Пунктом 13 додатку 27 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, затвердженої Порядком

контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 (далі – Методика), визначено, що обсяг фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним роком, збільшується в такому порядку:

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльної ліцензіата;

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики;

на 100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії;

на 50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (ДПст).

**25. Результати перевірки правильності розподілу умовних одиниць енергетичного обладнання між класами напруги.** Розподіл відповідає нормам пункту 8.2 глави 8 Порядку № 1175.

**26. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію** (в частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (ПРРЕЕ) (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) – **грн (без ПДВ).**

**27. Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання»** унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – **грн.**

**Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:**

**1.** Збільшена на 10 % сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2021 року), яка визначається з урахуванням постанови НКРЕКП від 20.04.2022 № 386 – **грн (без ПДВ).**

**2.** Додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіата порівняно з обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, з урахуванням очікуваного додаткового (недоотриманого) доходу від збільшення (зменшення) обсягів з розподілу електричної енергії у звітному році, який вже було враховано у структурах тарифів – **грн (без ПДВ).**

**3.** Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др) становить **грн (без ПДВ), де:**

грн – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2021 рік.

**4.** Дельта за статтею «витрати, пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл» становить **грн (без ПДВ):**

$$\Delta D_{\text{ТВЕ}}^{\text{H}} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн. – вартість технологічних витрат електричної енергії, врахована в тарифах на звітний рік (рядок 230, стовпчик 1, форма № 2-НКРЕКП).

грн. – нормативно-фактична вартість технологічних витрат електричної енергії, розрахованих за фактичним балансом електричної енергії та економічними коефіцієнтами прогнозованих технологічних витрат електричної енергії, відповідно до підпункту 4 пункту 5 Додатку №27 «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 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненнями.

5. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (у частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень ПРРЕЕ (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) **грн (без ПДВ).**

6. Дельта за статтею «операційні контрольовані витрати» ( $D_{OKB}$ ) у 2021 році становить (-) **грн (без ПДВ)**, що визначається за формулою:

$$D_{OKB} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні контрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на 2021 рік;

грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії у 2021 році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175 (для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу показник фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році  $t-1$  приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року  $t-1$ ).

7. Дельта за статтею «операційні неконтрольовані витрати» ( $D_{OHV}$ ) у 2021 році становить грн (без ПДВ), що визначається за формулою:

$$D_{OHV} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

Проти зафіксованої в Акті № 286 дельти за статтею «операційні неконтрольовані витрати» ( $D_{OHV}$ ) у 2021 році становить **грн (без ПДВ)**, що визначається за формулою:

$$D_{OHV} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

8. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» ( $D_{Pct}$ ) у 2021 році **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$D_{Pct} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», врахована при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн - уточнена сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», що враховує введення в

експлуатацію об'єктів, відчуження (вибуття) активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів на початок звітного року, тис. грн, розрахована за формулою:

$$П \text{ уточ ст} = \quad *0,03 = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до інвестиційної програми, а також за рахунок надання послуг з приєднання електроустановок замовників поза заходами інвестиційної програми та активів, безоплатно отриманих ліцензіатами, у роках, які передували року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості, а також даних введення в експлуатацію об'єктів незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання інвестиційної програми (відповідно до пунктів 2.5 та 2.6 розділу II Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики, затвердженого постановою НКРЕ від 11.07.2013 № 899), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів;

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

Позитивна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 50 %.

Негативна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 100 %.

**9.** Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання» (ДПнов) у 2021 році **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$ДПнов = \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», урахована при розрахунку тарифу на звітний рік,

грн – уточнена на початок звітного року сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», що враховує фактичні дані щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАнов, тис. грн, розрахована за формулою

$$П \text{ уточ нов} = \quad \times 0,1674,$$

де:

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (активи, створені за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАнов;

0,1674 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

**10.** Дельта за статтею «податок на прибуток» ДПП, у 2021 році становить

**грн (без ПДВ), визначається за формулою:**

$$D_{ПП} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ).}$$

де

грн – сума коштів за статтею «податок на прибуток», врахована при розрахунку тарифів на звітний рік;

грн. – сума фактично сплаченого податку на прибуток у 2021 році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії, який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал 2021 року).

**11.** Сума коштів, що підлягає вилученню, у зв'язку із наданням ліцензіатом недостовірних даних, помилок при розрахунку необхідного доходу для здійснення діяльності з розподілу електричної енергії тощо – **грн.**

**12.** Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання» унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – **грн.**

**Загальна сума додатково отриманого /недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить**

$$= \quad \text{грн (без ПДВ)}$$

*Проти зафіксованої Актом № 286 загальної суми додатково отриманого /недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить*  
*грн. (без ПДВ):*

$$= \quad \text{грн (без ПДВ)}$$

**Розмір об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності визначається як сума таких об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності:**

**1.** Сплачена у звітному році сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій – **державна частка відсутня.**

**2.** Суми недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії, що визначається як різниця між сумою нарахувань за 2021 рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом 2021 року – **грн (без ПДВ).**

**Сума об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності становить**  
**грн (без ПДВ).**

$$= \quad \text{грн (без ПДВ)}$$

**Підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році становить**

**грн (без ПДВ):**

$$= \quad \text{грн. (без ПДВ)}$$

*Проти зафіксованої Актом № 286 підсумкової суми надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії*

у 2021 році становить

грн (без ПДВ):

=

грн. (без ПДВ)

Позитивна сума, визначена згідно з пунктом 7 Методики, коригується на індекс споживчих цін на товари та послуги з грудня звітного року до грудня попереднього року (використовується інформація, оприлюднена на офіційному вебсайті Державної служби статистики України) та визначається як джерело фінансування інвестиційної програми за умови, що сума невиконання інвестиційної програми не більше 5%.

В іншому випадку така сума підлягає вилученню зі структури тарифів ліцензіата.

Підсумкова сума скоригована на індекс споживчих цін на товари та послуги з грудня звітного року до грудня попереднього року складає:

x 1,10 =

грн (без ПДВ)

Проти зафіксованої Актом № 286 підсумкової суми скоригована на індекс споживчих цін на товари та послуги з грудня звітного року до грудня попереднього року складає:

x 1,10 =

грн (без ПДВ)

### **Визначення суми надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії 2022 року**

З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:

**1. Фактична сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій,** нараховану за підсумками попереднього року та виплачену у звітному році відповідно до платіжних доручень, наданих ліцензіатом – **державна частка відсутня.**

**2. Фактична сума сплаченого податку на прибуток у 2022 році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії,** який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28.02.2019 № 282 (далі – форма звітності № 2-НКРЕКП) за січень-грудень 2022 року –

грн (без ПДВ):

x

/

=

грн. (без ПДВ)

сума сплаченого податку на прибуток у 2022 році відповідно до платіжних доручень –  
грн (без ПДВ)

фактичні операційні витрати на розподіл електричної енергії – грн  
(без ПДВ), у тому числі:

операційні контрольовані витрати – грн;

операційні неконтрольовані витрати – грн;

витрати пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл – грн;

амортизація (за бухгалтерським обліком) – грн.

сумарні операційні витрати – грн (без ПДВ) (з приєднаннями, іншою діяльністю та діяльністю пов'язаною з ліцензованою) (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2022 року)

**3. Сума коригування необхідного доходу** відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у 2022 році, визначена відповідно до пункту 5.20 глави 5 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (далі – Порядок № 1175).

**Коригування необхідного доходу відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг за 2022 рік не застосовується.**

**4. Сума уточнених операційних контрольованих витрат (ОКВу) у 2022 році становить грн (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

$$\text{ОКВу} = \left( \left( \text{ } - \text{ } \right) \times 107,8/100 + \text{ } \right) \times \left( 1 - (1 + 0)/100 \right) \times \left( 1 + 0,7 \times \text{ } \right) / \text{ } = \text{ } \text{ грн (без ПДВ),}$$

де:

грн. – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії за 2021 рік;

грн – середньорічний фонд оплати праці у 2021 році, що врахований у складі уточнених операційних контрольованих витрат;

грн – середньорічний фонд оплати праці в 2022 році, що розрахований відповідно до Порядку визначення витрат на оплату праці, з урахуванням фактично застосованих параметрів.

107,8 % – фактичний індекс цін виробників промислової продукції в 2022 році;

Для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році t-1 приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року t-1.

1,0 % – загальний показник ефективності (ПЕз), встановлений НКРЕКП;

0,0 % – індивідуальний показник ефективності (ПЕінд) встановлений НКРЕКП;

0,7 – коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання ( $0 < \text{КУ} < 1$ ), встановлений НКРЕКП;

у. о. – зміна кількості умовних одиниць обладнання за 2022 рік (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2022 року);

у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на початок 2022 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2022 року);

у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на кінець 2022 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2022 року).

**5. Сума уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2021 році – становить грн. (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

*На підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 26.06.2023 № 1158/17-23 (мовою документу):*

*«У разі виявлення, що капіталізацію було здійснено при виконанні заходів інвестиційної програми ліцензіата, доцільно враховувати зазначені витрати при визначенні сум фактичних операційних контрольованих витрат та уточнених операційних неконтрольованих витрат. Водночас в Акті відсутня інформація щодо проведення дослідження «операційних витрат», що капіталізуються. Таким чином УЦТПЕ неможливо здійснити аналіз наповнення витрат за статтею «операційні контрольовані витрати».*

$$\text{ОНВу} = \text{ } - \text{ } - \text{ } \times 0,2134 + \text{ } + \text{ } \times 0,2134 = \text{ } \text{ грн,}$$

де:

грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) ( грн + грн + грн);



грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2022 році;

грн – фактичний фонд оплати праці в 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) ( грн + грн + грн);

129 360 тис. грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП) ( грн + грн + грн);

0,2133 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2022 році ( / = 0,2134);

грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2022 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОПут-1) (0,3 % x = ).

**Сума уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2022 році – становить грн. (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:**

$$\text{ОНВу} = \text{грн} \times 0,2133 = \text{грн,}$$

де:

грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП);

грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2022 році;

грн – фактичний фонд оплати праці в 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП);

грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2022 році (дані форми звітності № 2-НКРЕКП);

0,2133 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2022 році ( = 0,2133);

грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2022 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОПут-1) (0,3 % x = ).

**6. Сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за 2022 рік відсутня, перевитрати становлять грн (без ПДВ):**

$$\text{ЕОКВ} = \text{ОКВ у} - \text{ОКВ ф} = \text{грн}$$

(без ПДВ)

де:

грн – сума уточнених операційних контрольованих витрат;

грн – сума фактичних операційних контрольованих витрат ( грн + у тому числі капіталізація грн + грн + грн);

**7. Сума фактичних операційних контрольованих витрат з урахуванням витрат, що капіталізуються, у 2022 році, складає грн (без ПДВ).**

**8. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2022 році – грн (без ПДВ):**

$$\text{П уточ ст.} = \text{грн} \times 0,03 = \text{грн,}$$

де:

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до підпункту 8 пункту 5 додатку 27 «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 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненням;

0,03 в. о – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009.

**9. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у 2022 році – грн.**

П уточ нов. = х 0,1674 = грн (без ПДВ),

де:

грн - уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до підпункту 8 пункту 5 додатку 27 «Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов» затвердженого Постановою НКРЕКП № 428 від 14.06.2018 зі змінами та доповненнями;

0,1674 в.о - встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання.

**10. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на початок 2022 року складає у. о.**

**11. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на кінець 2022 року складає у. о.**

**12. Сума невиконання інвестиційної програми за 2022 рік, яка визначається як сума коштів, передбачена схваленою інвестиційною програмою по заходах, які згідно з Порядком розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955, вважаються не виконаними, із зазначенням джерел фінансування, щодо яких відбулося невиконання інвестиційної програми.**

Станом на 31.12.2022 залишились не виконаними 167 заходів ІІІ на 2022 рік, загальною запланованою вартістю фінансування грн (без ПДВ), що становить 80,23 % від загальної суми схваленої інвестиційної програми на 2022 рік, у т. ч. не виконано заходи за наступними джерелами фінансування:

Амортизація – грн (без ПДВ);

Прибуток (обов'язкові реінвестиції) – грн (без ПДВ);

За перетоки реактивної е/е – грн (без ПДВ).

Відповідно до підпункту 4 пункту 2 постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406 у зв'язку із агресією російської федерації проти України, бойовими діями, які спричинили значні пошкодження електричних мереж та суттєві зміни в режимах роботи енергосистем, схем нормальних режимів, внаслідок переміщення об'єктів споживання та введенням в Україні воєнного стану, операторам систем розподілу продовжено термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року.

**13. Сума перевищення вартості заходів інвестиційної програми на 2022 рік (пункт 3.31 цього Акта перевірки):**

**Перевищення вартості заходів ІІІ до 5 % по виконаних у 2022 році заходів ІІІ становить грн (без ПДВ);**

**Перевищення вартості заходів ІІІ від 5% до 10 % по виконаних у 2022 році заходів ІІІ відсутнє;**

**Перевищення вартості заходів ІІІ понад 10% відсутнє.**

Розділ ІІІ 2022 року	Економія заходів ІІІ 2022 року, тис. грн	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%, тис. грн	Обсяг перевитрат від 5% до 10 %, тис. грн	Обсяг перевитрат, що перевищують 10 %, тис. грн	Залишок економії, тис. грн	Обсяг перевитрат, не покритих економією, тис. грн
1	2	3	4	5	6=2-3	7=3+4-2

1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
<b>Всього</b>						

**14. Сума економії коштів при виконанні III у 2022 році з урахуванням перевитрат до 5% становить** \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) (пункт 3.31 цього Акта перевірки).

Постановою НКРЕКП від 02.08.2022 № 851 внесено зміни до постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406, зокрема, пункт 2 доповнено новим підпунктом такого змісту «4) **продовжити термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року**».

**15. Сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії у звітному році, станом на 01.01.2023 складає** \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) (пункт 3.11 цього Акта перевірки).

**16. Різниця між сумою нарахувань за 2022 рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом 2022 року складає** \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ). (таблиця 3.11.5 пункту 3.11 цього Акта перевірки).

\_\_\_\_\_ грн (без ПДВ) – \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ))

**17. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др), який розраховується за формулою:**

Др = \_\_\_\_\_ – \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ грн (без ПДВ),

де:

\_\_\_\_\_ грн – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

\_\_\_\_\_ грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2022 рік.

**18. Величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу та підтверджується звітністю та первинними документами, яка виникла при виконанні заходів з приєднань електроустановок замовників до електричних мереж у 2022 році.**

Тип приєднання	Надходження коштів, тис. грн (без ПДВ)	Фактичні витрати, тис. грн (без ПДВ)	Витрати, що формують виробничу собівартість, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з Актом перевірки)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	Фактичні витрати (із урахуванням виявленого % перевищення), тис. грн (без ПДВ)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (із урахуванням виявленого % перевищення)
Стандарт_місто_підряд							
Стандарт_місто_господарський							
Стандарт_село_підряд							
Стандарт_село_господарський							

Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)							
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018 до 31.12.2022)							
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)							
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018 до 31.12.2022)							
Без зазначення способу виконання робіт							
Тимчасові приєднання							
Без зазначення місцевості							
Всього							

Величина дефіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг із стандартних та нестандартних приєднань (приєднання, які завершені в період з 01.01.2022 до 31.12.2022), розрахована за приєднаннями, які фактично завершені у 2022 році, та з урахуванням оптимізації коштів щодо витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднань електроустановок замовників до електричних мереж за 2022 рік, становить **грн (без ПДВ).**

**19. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіатів порівняно із обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії – грн (без ПДВ).**

Такий дохід визначається на підставі фактичного обсягу розподілу електричної енергії у звітному році (за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії та затверджених рівнів тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, які діяли у відповідні періоди звітного року).

	Період дії тарифів 2022 рік	Тарифи	За діючим тарифом		фактично		Відхилення («+» додаткові доходи, «-» збитки)
			Корисний відпуск	Обсяг товарної продукції	Корисний відпуск	Обсяг товарної продукції	
		грн/ МВт·год	тис. кВт·год	тис. грн	тис. кВт·год	тис. грн	тис. грн
1 клас	01.01.2022-31.12.2022	247,28	560 010	138 479			
	<b>ВСЬОГО</b>		<b>560 010</b>	<b>138 479</b>			
2 клас	01.01.2022-31.12.2022	1 333,43	2 102 412	2 803 419			
	<b>ВСЬОГО</b>		<b>2 102 412</b>	<b>2 803 419</b>			
1+2 клас	<b>ВСЬОГО</b>		<b>2 662 422</b>	<b>2 941 899</b>			

**20. Фактичні обсяги електричної енергії та її вартість для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, купованої на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, балансуєчому ринку, ринку двосторонніх договорів тощо. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно – грн (без ПДВ).**

Період	Обсяг, МВт·год	Вартість е/е, тис. грн (без ПДВ)
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		

Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
<b>2022 рік</b>		

**21. Обсяги та вартість продажу електричної енергії на сегментах ринку електричної енергії, надлишково придбаної для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл – грн (без ПДВ).**

Період	Електроенергія для врегулювання небалансів		
	Обсяг, МВт.год	Загальна вартість е/е, тис.грн (без ПДВ)	По версії комерційного обліку
2022 рік			
січень			2 версія
лютий			2 версія
березень			2 версія
квітень			2 версія
травень			2 версія
червень			2 версія
липень			2 версія
серпень			2 версія
вересень			2 версія
жовтень			2 версія
листопад			2 версія
грудень			2 версія
<b>РАЗОМ</b>			

**22. Дохід, отриманий у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата – грн (без ПДВ) (пункт 5.3 цього Акта перевірки, Додаток 5.3.8).**

**23. Дохід, отриманий у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики – грн (без ПДВ) (пункт 5.3 цього Акта перевірки).**

**24. Дохід, отриманий від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії – грн (без ПДВ) (реалізація запасів + реалізація металобрухту) (пункт 5.3 цього Акта перевірки).**

Пунктом 13 додатку 27 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, затвердженої Порядком контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 (далі – Методика), визначено, що обсяг фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним роком, збільшується в такому порядку:

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата;

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики;

на 100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії;

на 50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (ДПст).

**25. Результати перевірки правильності розподілу умовних одиниць енергетичного обладнання між класами напруги.** Розподіл відповідає нормам пункту 8.2 глави 8 Порядку № 1175.

**26. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію** (в частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (ПРРЕЕ) (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) – **грн (без ПДВ).**

**27. Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання»** унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – **грн.**

**Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:**

**1. Сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2022 року), яка визначається з урахуванням постанови НКРЕКП від 20.04.2022 N 386.**

Станом на 31.12.2022 залишилися **не виконаними 167 заходів III** на 2022 рік, загальною **запланованою вартістю фінансування** **грн (без ПДВ)**, що становить **%** від загальної суми схваленої інвестиційної програми на 2022 рік, у т. ч. не виконано заходи за наступними джерелами фінансування:

Амортизація – **грн (без ПДВ);**

Прибуток (обов'язкові реінвестиції) – **грн (без ПДВ);**

За перетоки реактивної е/е – **грн (без ПДВ).**

Відповідно до підпункту 4 пункту 2 постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406 у зв'язку із агресією російської федерації проти України, бойовими діями, які спричинили значні пошкодження електричних мереж та суттєві зміни в режимах роботи енергосистем, схем нормальних режимів, внаслідок переміщення об'єктів споживання та введенням в Україні воєнного стану, операторам систем розподілу **продовжено термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року.**

Пунктом 4 постанови НКРЕКП від 26.05.2022 № 406 ( в редакції, що діє з 23.05.2023) встановлено, що за результатами здійснення заходів державного контролю в частині перевірки дотримання операторами систем розподілу вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470, загальну суму додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у 2022 році визначати з урахуванням суми недофінансування інвестиційної програми операторів систем розподілу на 2022 рік.

Таким чином сума недофінансування інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» за підсумками діяльності у 2022 році становить **грн (без ПДВ) ( – )**.

**2. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіата порівняно з обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, з урахуванням очікуваного додаткового (недоотриманого) доходу від збільшення (зменшення) обсягів з розподілу електричної енергії у звітному році, який вже було враховано у структурах тарифів – **грн (без ПДВ).****

**3. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др) становить **грн (без ПДВ),****  
де:

**Др = – = **грн (без ПДВ),****

грн – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2022 рік.

4. Дельта за статтею «витрати, пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл» становить **грн (без ПДВ):**

$$\Delta D_{\text{ТВЕ}}^H = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – вартість технологічних витрат електричної енергії, врахована в тарифах на звітний рік (рядок 230, стовпчик 1, форма № 2-НКРЕКП).

грн – нормативно-фактична вартість технологічних витрат електричної енергії, розрахованих за фактичним балансом електричної енергії та економічними коефіцієнтами прогнозованих технологічних витрат електричної енергії, відповідно до підпункту 4 пункту 5 Додатку № 27 «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 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненнями.

5. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (у частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень ПРРЕЕ (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) **грн (без ПДВ).**

6. Дельта за статтею «операційні контрольовані витрати» ( $D_{\text{ОКВ}}$ ) у 2022 році становить (-) **грн (без ПДВ)**, що визначається за формулою:

$$D_{\text{ОКВ}} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні контрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на 2022 рік;

грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії у 2022 році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175 (для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу показник фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році  $t-1$  приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року  $t-1$ ).

7. Дельта за статтею «операційні неконтрольовані витрати» ( $D_{\text{ОНВ}}$ ) у 2022 році становить **грн (без ПДВ)**, що визначається за формулою:

$$D_{\text{ОНВ}} = \quad - \quad = \quad \text{грн. (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

Проти зафіксованої Актом № 286 дельти за статтею «операційні неконтрольовані витрати» ( $D_{\text{ОНВ}}$ ) у 2022 році становить **грн (без ПДВ)**, що визначається за формулою:

$$D_{\text{ОНВ}} = \quad - \quad = \quad \text{грн. (без ПДВ),}$$

де

грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу

електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

8. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» ( $\Delta_{\text{Пст}}$ ) у 2022 році **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$\Delta_{\text{Пст}} = \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», врахована при розрахунку тарифу на звітний рік;

грн - уточнена сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», що враховує введення в експлуатацію об'єктів, відчуження (вибуття) активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів на початок звітного року, тис. грн, розрахована за формулою:

$$\text{П уточ ст} = \text{грн (без ПДВ),} * 0,03 =$$

де

грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до інвестиційної програми, а також за рахунок надання послуг з приєднання електроустановок замовників поза заходами інвестиційної програми та активів, безоплатно отриманих ліцензіатами, у роках, які передували року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості, а також даних введення в експлуатацію об'єктів незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання інвестиційної програми (відповідно до пунктів 2.5 та 2.6 розділу II Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики, затвердженого постановою НКРЕ від 11.07.2013 № 899), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів;

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

Позитивна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 50 %.

Негативна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 100 %.

9. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання» ( $\Delta_{\text{Пнов}}$ ) у 2022 році **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$\Delta_{\text{Пнов}} = \text{грн (без ПДВ),}$$

де:

грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», урахована при розрахунку тарифу на звітний рік,

грн – уточнена на початок звітного року сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», що враховує фактичні дані щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАнов, тис. грн, розрахована за формулою



$$\text{П уточ нов} = \quad \times 0,1674,$$

де:

грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (активи, створені за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов;

0,1674 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

**10.** Дельта за статтею «податок на прибуток»  $D_{ПП}$ , у 2022 році становить **грн (без ПДВ)**, визначається за формулою:

$$D_{ПП} = \quad - \quad = \quad \text{грн (без ПДВ)}.$$

де:

грн – сума коштів за статтею «податок на прибуток», врахована при розрахунку тарифів на звітний рік;

грн – сума фактично сплаченого податку на прибуток у 2022 році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії, який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал 2022 року).

**11.** Сума коштів, що підлягає вилученню, у зв'язку із наданням ліцензіатом недостовірних даних, помилок при розрахунку необхідного доходу для здійснення діяльності з розподілу електричної енергії тощо – **грн.**

**12.** Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання» унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – **грн.**

**Загальна сума додатково отриманого/недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить **грн (без ПДВ):****

$$= \quad \text{грн (без ПДВ)}$$

**Проти зафіксованої в Акті № 286 загальної суми додатково отриманого/недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить (-) грн (без ПДВ):**

$$= \quad \text{грн (без ПДВ)}$$

**Розмір об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності визначається як сума таких об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності:**

**1.** Сплачена у звітному році сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій – **державна частка відсутня.**

**2.** Суми недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії, що визначається як різниця між сумою нарахувань за 2022 рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл

електричної енергії ОСР протягом 2022 року

грн (без ПДВ).

**Сума об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності становить  
грн (без ПДВ):**

**грн (без ПДВ).**

**Підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році становить  
(без ПДВ):**

**грн (без ПДВ)**

При здійсненні заходів контролю за результатами діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у звітному році, не коригується на індекс споживчих цін на товари та послуги.

Як зазначалось комісією з перевірки вище, постановою НКРЕКП від 02.08.2022 № 851 внесено зміни до постанови НКРЕКП від 26.04.2022 № 406, зокрема, пункт 2 доповнено новим підпунктом такого змісту **«4) продовжити термін виконання схвалених НКРЕКП інвестиційних програм операторів систем розподілу на 2022 рік до 31 грудня 2023 року».**

**Отже, підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у 2022 році підлягає уточненню (коригуванню) за результатом здійснення НКРЕКП заходу державного контролю за результатом виконання АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» заходів схваленої інвестиційної програми з розподілу електричної енергії на 2022 рік.**

**З огляду на зазначене, пропонуємо прийняти:**

**1) постанову, якою:**

1. Накласти **штраф** у розмірі **85 000** (вісімдесят п'ять тисяч) гривень на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії.

2. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»:

1) урахувати в Інвестиційній програмі з розподілу електричної енергії на 2023 рік статтю «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2021 та 2022 роках» без додаткових джерел фінансування на загальну суму **64 231,51 тис. грн (без ПДВ)**, яка включає:

суму надлишково отриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році в розмірі **33 609,59 тис. грн (без ПДВ)**;

суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у 2021 році коштів тарифу з розподілу електричної енергії у розмірі **626,42 тис. грн (без ПДВ)**;

50 % суми додатково отриманого у 2021 році доходу від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності у розмірі **3 068,50 тис. грн (без ПДВ)**;

50 % суми додатково отриманого доходу у 2021 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі **12 041,00 тис. грн (без ПДВ)**;

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році у розмірі 4 452,00 тис. грн (без ПДВ);

50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» у 2021 році у розмірі 998,50 тис. грн. (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2022 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності у розмірі 2 895,50 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2022 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі 3 615,00 тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році у розмірі 2 925,00 тис. грн (без ПДВ);

2) надати до 01 серпня 2023 року до НКРЕКП та Сектору НКРЕКП у Житомирській області в електронному вигляді з накладенням кваліфікованого електронного підпису керівника ліцензіата (або іншої уповноваженої особи) уточнені за результатами перевірки реєстри, у яких виявленні розбіжності під час проведення планової перевірки.

3. Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики, у межах здійснення заходів державного регулювання, відповідно до пунктів 1, 13 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»:

1) підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання на 2024 рік шляхом його зміни в бік збільшення на суму у розмірі **203 384,03 тис. грн (без ПДВ)**, врахувавши:

суму недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році у розмірі **168 035,32 тис. грн (без ПДВ)**;

витрати, що були понесені АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у 2022 році внаслідок військової агресії російської федерації проти України, у розмірі 31 431,66 тис. грн (без ПДВ);

витрати на відновлення об'єктів електричних мереж або їх складових, пошкоджених внаслідок бойових дій у розмірі 3 917,05 тис. грн.;

За результатами здійснення заходу державного контролю в частині перевірки стану виконання у 2023 році заходів схваленої інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік уточнити підсумкову суму надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»;

2) у разі неврахування АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» в Інвестиційній програмі з розподілу електричної енергії на 2023 рік суми додатково отриманого доходу за результатом діяльності у 2021 та 2022 роках, зазначеної у підпункті 1 пункту 2 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифу підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом його зміни в бік зменшення на загальну суму 64 231,51 тис. грн (без ПДВ).

## **2) розпорядження про усунення порушень, відповідно до якого:**

Зобов'язати ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 00131587) у строк до 01.10.2023 року:

внести зміни до договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що укладені з ФО Бабич Михайло Антонович, ТОВ «ПОЛІССЯ-2002», КП «АРХПЛАН» МАЛИНСЬКОЇ РАЙОННОЇ РАДИ, ТОВ «МАЛИНСЬКА ФАБРИКА СПЕЦІАЛЬНОГО ПАПЕРУ», ТОВ «ТОРГОВИЙ ДІМ «ПАПІР-МАЛ», ПрАТ «ДЕТВІЛЕР УЩІЛЬНЮЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ Україна», ГАРАЖНИЙ КООПЕРАТИВ «БУМАЖНИК», ТОВ «ВМ УА», ТОВ «Стильтранс», ПАТ «Житомирзооветпостач», ТОВ «Лайфселл», ПрАТ «ВФ Україна», ТОВ «БАРБАРА ТРАМП», ТОВ «ЖЕРОК-АЛЬФА», ТОВ «АЛЬФА-СМ», ТОВ «ОБІО», АТ «МІЖНАРОДНИЙ РЕЗЕРВНИЙ БАНК», ТОВ «ЖИТОМИР-АГРОБУДІНДУСТРІЯ», ТОВ «ФПС ФЛЕКСІБЛС Україна», ТОВ «ОНВІ», КП «ЖИТОМИРВОДОКАНАЛ» Житомирської міської ради, ТОВ «ЖИТОМИРСЬКИЙ М'ЯСОКОМБІНАТ», Іноземне підприємство «ЄВРОГОЛД ІНДЕСТРІЗ ЛТД», ПП «ТОРГІВЕЛЬНИЙ ДІМ «ПЛАСТ-СЕРВІС», ТОВ «ФІРМА ЕСТРЕЛЛА», КП «Житомирське трамвайно-тролейбусне управління» Житомирської міської ради, ТОВ «С.Т.ТРЕЙД», ФОП Гадзевич Оксана Олегівна, ТОВ «ТКАЧ І», ВАТ «Житомирський завод хімічного волокна», ФОП Войтко Олександр Петрович, ПП «Вікторія», ТОВ «СП ЕКОМЕТАЛ», ТОВ «ДПП ЕЙР ГАЗ», ФОП Лук'янчук Зінаїда Миколаївна, ФОП Сироткіна Ганна Володимирівна, ПП «Науково-виробниче підприємство «Промекс», ТОВ «КОМПО ГРУП», ТОВ «Виробнича компанія «МАРК», ПП «Скефалд-2», ФОП Пасічник Лариса Петрівна, ТОВ «ПАКОМІКС-СЕРВІС», ФОП Літвінов Олексій Михайлович, ТОВ «БІОФОРЕСТ 2020», ФОП Сотник Ірина Сергіївна, ТОВ «АЛЮМ-ХОЛДІНГ», ТОВ «Завод мінераловатних виробів», ПП «Спецелектромонтаж 2009», ФОП Стадник Г.Р., Савчук С. П., ПП «Спортивний клуб «ЮКА», ФОП Червінський Антон Миколайович споживачами шляхом приведення визначеного класу напруги у відповідність до вимог положень пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175,

по споживачах, які з 01.01.2022 переведені Товариством з 1 на 2 клас напруги та по яких відсутні відповідні зміни до договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, здійснити перерахунок вартості послуги з розподілу електричної енергії відповідно для тарифу на розподіл електричної енергії для 1 класу напруги.

про що у строк до 15 жовтня 2023 року поінформувати НКРЕКП та Сектор НКРЕКП у Житомирській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

**Директор Департаменту  
ліцензійного контролю**

**Я. Зеленюк**



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

**ПОСТАНОВА**

№ \_\_\_\_\_

Київ

Про накладення штрафу на АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії та здійснення заходів державного регулювання

Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у результаті розгляду \_\_\_ липня 2023 року на засіданні, яке проводилось у формі відкритого слухання, Акта планової перевірки від 23 червня 2023 року № 286, проведеної на підставі Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2023 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 23 листопада 2022 року № 1550, відповідно до постанови НКРЕКП від 08 червня 2023 року № 1035 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» та посвідчень на проведення планової перевірки від 23 травня 2023 року № 284, від 15 червня 2023 року № 318 та від 20 червня 2023 року № 329, встановлено, що АКЦІОНЕРНИМ ТОВАРИСТВОМ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) не дотримано вимоги нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушено Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджені постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), а саме:

пунктів 1 та 11 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та укладати договори, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії та виконувати умови таких договорів;

пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV (у редакції, що діяла до 04 листопада 2022 року), яким встановлено, що у разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується;

Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, що є додатком 5 до Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309 (далі – Типовий договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління), а саме:

пункту 2.5 у частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за надану послугу на умовах часткової попередньої оплати вартості послуги за поточний розрахунковий період згідно із встановленою договором системою платежів і розрахунків,

підпункту 3.2.1 пункту 3.2 в частині обов'язку користувача своєчасно та в повному обсязі здійснювати розрахунки за цим Договором;

Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309 (далі – Типовий договір про надання послуг з передачі електричної енергії), а саме:

пункту 5.2 в частині обов'язку користувача здійснювати поетапну попередню оплату планової вартості послуги ОСП відповідно до встановленого алгоритму,

пункту 5.5 у частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за фактичний обсяг послуг з передачі електричної енергії відповідно до умов договору,

підпункту 3 пункту 8.3 в частині обов'язку користувача здійснювати вчасно та у повному обсязі оплату за послугу з передачі електричної енергії на умовах, визначених цим Договором;

пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312 (далі – Типовий договір споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії), згідно з яким усі додатки, зміни та доповнення до цього договору та додатків, зазначених

у пункті 12.8 цього договору, які є невід'ємною частиною цього договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох сторін;

пункту 2.11 глави 2 Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року № 282 (далі – Інструкція щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна)), у частині наведення звітних даних у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість;

пункту 1 (у редакції, що діяла до 04 липня 2021 року) постанови НКРЕКП від 17 грудня 2019 року № 2896 «Про встановлення для оператора системи передачі та операторів систем розподілу граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» (далі – постанова НКРЕКП від 17 грудня 2019 року № 2896), у частині дотримання граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі 50 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді;

Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу), а саме:

пункту 2.8 глави 2 (у редакції, що діяла до 18 березня 2023 року), яким встановлено, що ІП формується відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)) та включає:

- 1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІП з урахуванням заходів чинної ІП;
- 2) опис робіт, запланованих на прогнозний період;
- 3) перелік робіт, послуг, обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення, запланованих для виконання або закупівлі у прогнозному періоді, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації заходів пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості

надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності, що включаються до ІІІ без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проєктами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

вступ, у якому зазначається:

інформація щодо проведення відкритого обговорення на місцях з посиланням на відповідний протокол щодо відповідності заходів ІІІ наданому ПРСР ліцензіата та розробленому Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг тощо;

інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення, із зазначенням розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії та планів щодо їх встановлення;

інформація щодо переліку об'єктів електромереж ліцензіата з найбільшими показниками SAIDI з урахуванням вимог, визначених у цій главі, відсортовану за показником SAIDI від найвищого до найнижчого, з визначенням переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення зниження цих показників;

інформація щодо фактичних та прогнозних витрат електричної енергії в системі розподілу та заходів, направлених на їх зниження за результатами реалізації ІІІ;

інформація щодо результатів виконання розроблених у попередні періоди ТЕО (у тому числі з підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж/компенсації реактивної потужності) та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з детальним графіком виконання цих заходів;

інформація щодо виконання ліцензіатом заходів у частині забезпечення необхідного рівня потужності кінцевих користувачів, з урахуванням створення резерву потужності для забезпечення перспективного зростання споживання, відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема ДБН, та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з графіком виконання цих заходів;

інформація щодо впровадження та модернізації автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії ліцензіата;

обґрунтування пріоритетизації включення до ІІІ заходів та їх відповідність програмам/концепціям розвитку ліцензіата;

обґрунтування заходів щодо підвищення рівня напруги;

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді;



обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми з описом існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин, зазначенням останньої дати проведення ремонтних робіт, терміну їх експлуатації, типу та характеристик;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію та інші необхідні обґрунтовувальні матеріали по всіх заходах ІІІ;

інформацію щодо проведення експертизи проєктно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання, фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання, фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІІ;

6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ,

пункту 2.9 глави 2 (у редакції, що діяла до 25 серпня 2022 року), яким встановлено, що ІІІ формується відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)) та включає:

1) інформацію про прогностний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІІІ з урахуванням заходів чинної ІІІ;

2) опис робіт, запланованих на прогностний період;

3) перелік робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогностному періоді, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових кварталних обсягів надходжень коштів;

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогностному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію;

інформацію щодо проведення експертизи проєктно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІІ;

б) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ,

пункту 2.9 глави 2 (у редакції, що діяла до 18 березня 2023 року), яким встановлено, що до ІІІ ліцензіатом додаються обґрунтовувальні матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, мають містити:

1) проєктно-кошторисну документацію з виконання відповідних робіт, розроблену та затверджену відповідно до вимог чинного законодавства. При цьому обсяги робіт та ресурсів (матеріалів, обладнання тощо) у кошторисній документації повинні бути підтверджені відповідними обсягами у затвердженій проєктній частині;

2) експертні висновки щодо розгляду проєктно-кошторисної документації відповідно до вимог чинного законодавства;

3) накази про затвердження відповідної проєктно-кошторисної документації;

4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проєктування та інші матеріали;

5) цінові (комерційні) пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі;

б) відповідні програми/концепції розвитку, що містять перелік запланованих за роками заходів.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогностного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками;

пункту 2.10 глави 2 (у редакції, що діяла до 25 серпня 2022 року), згідно з яким до ІІІ додаються обґрунтовувальні матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, можуть містити цінові пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної

закупівлі, накази про затвердження проектної документації (або зведені кошториси до відповідних проєктів), що передбачені ІІІ.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогнозного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками,

пункту 3.9, згідно з яким оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору, зокрема у складі ІІІ, звітів щодо виконання ІІІ, обґрунтовуючих матеріалів до ІІІ;

абзацу дев'ятого пункту 1.5 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженої постановою НКРЕКП від 18 грудня 2018 року № 1965 (далі – Методика формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу), згідно з яким оператори систем розподілу відповідають за достовірність даних, зазначених ними у формах звітності та в документах;

пункту 3 Порядку визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги, затвердженого постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 13 серпня 1998 року № 1052, у частині визначення класу напруги для споживачів електричної енергії;

пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175 (далі – Порядок встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії), у частині встановлення класу напруги споживачу окремо за кожною межею балансової належності;

пункт 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме:

підпункт 7 у частині надання до НКРЕКП достовірних документів (їх копій) та інформації (дані, відомості, звітність), необхідних для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, в обсягах та у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП,

підпункт 13 у частині укладення договорів, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконання умов цих договорів,

підпункт 26 (у редакції, що діяла до 01 січня 2022 року) у частині надання послуг з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу,

підпункт 46 у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем

розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогнозному періоду,

підпункт 54 (у редакції, що діяла до 05 серпня 2022 року) та підпункт 60 щодо обов'язку ліцензіата своєчасно та в повному обсязі сплачувати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії.

Відповідно до статей 17, 19 та 22 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

## **ПОСТАНОВЛЯЄ:**

1. Відповідно до пунктів 11, 12 частини першої статті 17, статей 19 та 22 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та статті 77 Закону України «Про ринок електричної енергії» накласти штраф у розмірі 85 000 (вісімдесят п'ять тисяч) гривень на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме:

пунктів 1 та 11 частини третьої статті 46 Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо обов'язку оператора системи розподілу дотримуватися ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та укладати договори, які є обов'язковими для здійснення діяльності на ринку електричної енергії та виконувати умови таких договорів;

пункту 4.1.11 глави 4.1 розділу IV (у редакції, що діяла до 04 листопада 2022 року), яким встановлено, що у разі приєднання електроустановок замовника до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР, плата за приєднання до таких електричних мереж ОСР не нараховується;

Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, а саме:

пункту 2.5 у частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за надану Послугу на умовах часткової попередньої оплати вартості Послуги за поточний розрахунковий період згідно із встановленою договором системою платежів і розрахунків,

підпункту 3.2.1 пункту 3.2 в частині обов'язку користувача своєчасно та в повному обсязі здійснювати розрахунки за цим Договором;

Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії, а саме:

пункту 5.2 в частині обов'язку користувача здійснювати поетапну попередню оплату планової вартості послуги ОСП відповідно до встановленого алгоритму,

пункту 5.5 у частині обов'язку користувача здійснювати розрахунок за фактичний обсяг послуг з передачі електричної енергії відповідно до умов договору;

підпункту 3 пункту 8.3 в частині обов'язку користувача здійснювати вчасно та у повному обсязі оплату за послугу з передачі електричної енергії на умовах, визначених цим Договором;

пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, згідно з яким усі додатки, зміни та доповнення до цього договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього договору, які є невід'ємною частиною цього договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох сторін;

пункту 2.11 глави 2 Інструкції щодо заповнення форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) у частині наведення звітних даних у формі звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) без урахування податку на додану вартість;

пункту 1 (у редакції, що діяла до 04 липня 2021 року) постанови НКРЕКП від 17 грудня 2019 року № 2896 у частині дотримання граничної нижньої межі обов'язкової купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами в розмірі 50 відсотків від обсягу фактичних технологічних втрат електричної енергії на її передачу або розподіл електричними мережами в цьому розрахунковому періоді;

Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, а саме:

пункту 2.8 глави 2 (у редакції, що діяла до 18 березня 2023 року), яким встановлено, що ІП формується відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)) та включає:

- 1) інформацію про прогностичний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІП з урахуванням заходів чинної ІП;
- 2) опис робіт, запланованих на прогностичний період;
- 3) перелік робіт, послуг, обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення, запланованих для виконання або закупівлі у

прогнозному періоді, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІІІ, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових кварталних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації заходів пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності, що включаються до ІІІ без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

вступ, у якому зазначається:

інформація щодо проведення відкритого обговорення на місцях з посиланням на відповідний протокол щодо відповідності заходів ІІІ наданому ПРСР ліцензіата та розробленому Плану заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг тощо;

інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення, із зазначенням розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електричної енергії та планів щодо їх встановлення;

інформація щодо переліку об'єктів електромереж ліцензіата з найбільшими показниками SAIDI з урахуванням вимог, визначених у цій главі, відсортовану за показником SAIDI від найвищого до найнижчого, з визначенням переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення зниження цих показників;

інформація щодо фактичних та прогнозних витрат електричної енергії в системі розподілу та заходів, направлених на їх зниження за результатами реалізації ІІІ;

інформація щодо результатів виконання розроблених у попередні періоди ТЕО (у тому числі з підвищення енергоефективності роботи розподільчих мереж/компенсації реактивної потужності) та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з детальним графіком виконання цих заходів;

інформація щодо виконання ліцензіатом заходів у частині забезпечення необхідного рівня потужності кінцевих користувачів, з урахуванням створення резерву потужності для забезпечення перспективного зростання споживання, відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема ДБН, та заплановані заходи щодо подальшої їх реалізації з графіком виконання цих заходів;

інформація щодо впровадження та модернізації автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії ліцензіата;

обґрунтування пріоритетизації включення до ІІ заходів та їх відповідність програмам/концепціям розвитку ліцензіата;

обґрунтування заходів щодо підвищення рівня напруги;

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми з описом існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин, зазначенням останньої дати проведення ремонтних робіт, терміну їх експлуатації, типу та характеристик;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проектно-кошторисну документацію та інші необхідні обґрунтовувальні матеріали по всіх заходах ІІ;

інформацію щодо проведення експертизи проектно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання, фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогнозному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання, фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІ;

б) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІ,

пункту 2.9 глави 2 (у редакції, що діяла до 25 серпня 2022 року), яким встановлено, що ІІ формується відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість (далі – ПДВ)) та включає:

1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан ліцензіата на дату закінчення чинної ІІ з урахуванням заходів чинної ІІ;

2) опис робіт, запланованих на прогнозний період;

3) перелік робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогнозному періоді, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових кварталних обсягів надходжень коштів;

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу інвестиційної програми, яка містить, зокрема:

мету виконання запланованих заходів (робіт) у прогнозному періоді;

обґрунтування необхідності та доцільності проведення заходів (робіт) за кожним розділом інвестиційної програми;

посилання на нормативно-правові акти, які регламентують необхідність виконання таких заходів (робіт);

інформацію про схвалену, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію;

інформацію щодо проведення експертизи проєктно-кошторисної документації;

опис запланованого економічного ефекту від впровадження заходів (робіт) інвестиційної програми;

інформацію щодо заходів (робіт) із зазначенням їх етапів виконання та вартості, що заплановані до виконання у прогностному періоді (по заходах, що мають перехідний характер, зазначаються етапи виконання по роках із урахуванням фактичного виконання);

5) джерела фінансування ІІІ;

6) прогноз ліцензіата щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІІІ,

пункту 2.9 глави 2 (у редакції, що діяла до 18 березня 2023 року), яким встановлено, що до ІІІ ліцензіатом додаються обґрунтовувальні матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, мають містити:

1) проєктно-кошторисну документацію з виконання відповідних робіт, розроблену та затверджену відповідно до вимог чинного законодавства. При цьому обсяги робіт та ресурсів (матеріалів, обладнання тощо) у кошторисній документації повинні бути підтверджені відповідними обсягами у затвердженій проєктній частині;

2) експертні висновки щодо розгляду проєктно-кошторисної документації відповідно до вимог чинного законодавства;

3) накази про затвердження відповідної проєктно-кошторисної документації;

4) акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, технічні паспорти, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, відповідні технічні завдання на проєктування та інші матеріали;

5) цінові (комерційні) пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі;

6) відповідні програми/концепції розвитку, що містять перелік запланованих за роками заходів.

Також до ІІІ додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогностного періоду та/або



фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками;

пункту 2.10 глави 2 (у редакції, що діяла до 25 серпня 2022 року), згідно з яким до ІП додаються обґрунтовувальні матеріали до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, можуть містити цінові пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, результати публічної закупівлі, накази про затвердження проєктної документації (або зведені кошториси до відповідних проєктів), що передбачені ІП.

Також до ІП додається зведений реєстр номенклатури обладнання та матеріалів (відповідно до довідника, розміщеного на офіційному веб-сайті НКРЕКП), які заплановані для закупівлі протягом прогнозного періоду та/або фактично здійснені протягом базового періоду, з кількісними та вартісними показниками,

пункту 3.9, згідно з яким оператор системи розподілу забезпечує достовірність інформації, наданої Регулятору, зокрема у складі ІП, звітів щодо виконання ІП, обґрунтовуючих матеріалів до ІП;

абзацу дев'ятого пункту 1.5 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, яким встановлено, що оператори систем розподілу відповідають за достовірність даних, зазначених ними у формах звітності та в документах;

пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії у частині встановлення класу напруги споживачу окремо за кожною межею балансової належності;

пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме:

підпункту 7 у частині надання до НКРЕКП достовірних документів (їх копій) та інформації (дані, відомості, звітність), необхідних для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, в обсягах та у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП,

підпункту 13 у частині укладення договорів, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконання умов цих договорів,

підпункту 26 (у редакції, що діяла до 01 січня 2022 року) у частині надання послуг з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу,

підпункту 46 у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогнозному періоду,

підпункту 54 (у редакції, що діяла до 05 серпня 2022 року) та підпункту 60 щодо обов'язку ліцензіата своєчасно та в повному обсязі сплачувати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії.

Зазначена сума штрафу має бути сплачена до Державного бюджету України у 30-денний строк з дня одержання копії рішення про накладення штрафу (код бюджетної класифікації 21081100 «Адміністративні штрафи та інші санкції»).

2. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»:

1) урахувати в Інвестиційній програмі з розподілу електричної енергії на 2023 рік статтю «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2021 та 2022 роках» без додаткових джерел фінансування на загальну суму 64 231,51 тис. грн (без ПДВ), яка включає:

суму надлишково отриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році в розмірі 33 609,59 тис. грн (без ПДВ);

суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у 2021 році коштів тарифу з розподілу електричної енергії у розмірі 626,42 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого у 2021 році доходу від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності у розмірі 3 068,50 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2021 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі 12 041,00 тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2021 році у розмірі 4 452,00 тис. грн (без ПДВ);

50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» у розмірі 998,50 тис. грн. (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2022 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності у розмірі 2 895,50 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2022 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі 3 615,00 тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році у розмірі 2 925,00 тис. грн (без ПДВ);

2) надати до 01 серпня 2023 року до НКРЕКП та Сектору НКРЕКП у Житомирській області в електронному вигляді з накладенням кваліфікованого електронного підпису керівника ліцензіата (або іншої уповноваженої особи) уточнені за результатами перевірки реєстри, у яких виявленні розбіжності під час проведення планової перевірки.

3. Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики, у межах здійснення заходів державного регулювання, відповідно до пунктів 1, 13 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»:

1) підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання на 2024 рік шляхом його зміни в бік збільшення на суму у розмірі 203 384,03 тис. грн (без ПДВ), врахувавши:

суму недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році у розмірі 168 035,32 тис. грн (без ПДВ);

витрати, що були понесені АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» у 2022 році внаслідок військової агресії російської федерації проти України, у розмірі 31 431,66 тис. грн (без ПДВ);

витрати на відновлення об'єктів електричних мереж або їх складових, пошкоджених внаслідок бойових дій у розмірі 3 917,05 тис. грн;.

За результатами здійснення заходу державного контролю в частині перевірки стану виконання у 2023 році заходів схваленої інвестиційної програми АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» на 2022 рік уточнити підсумкову суму надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»;

2) у разі неврахування АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» в Інвестиційній програмі з розподілу електричної енергії на 2023 рік суми додатково

отриманого доходу за результатом діяльності у 2021 та 2022 роках, зазначеної у підпункті 1 пункту 2 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифу підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифу на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом його зміни в бік зменшення на загальну суму 64 231,51 тис. грн (без ПДВ).

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

МП

Копію постанови про накладення штрафу надіслано (отримав)

---

(дата надіслання, посада, прізвище, ім'я, по батькові особи, яка отримала копію постанови)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

---

(підпис)



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

**РОЗПОРЯДЖЕННЯ**

Київ

№ \_\_\_\_\_

Про усунення порушень  
АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»

Відповідно до пункту 4 частини другої статті 3, частини п'ятої статті 14, пункту 5 частини четвертої статті 19 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», згідно з Актом планової перевірки від 23 червня 2023 року № 286, проведеної на підставі Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2023 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 23 листопада 2022 року № 1550, та відповідно до постанови НКРЕКП від 08 червня 2023 року № 1035 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

**ВИРІШИЛА:**

Зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 22048622) усунути порушення нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175 (далі – Порядок встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії), у частині встановлення класу напруги споживачу окремо за кожною межею балансової належності;

пункту 12.2 Типового договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що є додатком 3 до Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312, згідно з яким усі додатки, зміни та доповнення до цього договору та додатків, зазначених у пункті 12.8 цього договору, які є невід'ємною частиною цього договору, оформлюються сторонами письмово в паперовій формі, підписуються уповноваженими особами обох сторін,

для чого у строк до 01 жовтня 2023 року:

внести зміни до договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, що укладені з ФО Бабиш Михайло Антонович, ТОВ «ПОЛІССЯ-2002», КП «АРХПЛАН» МАЛИНСЬКОЇ РАЙОННОЇ РАДИ, ТОВ «МАЛИНСЬКА ФАБРИКА СПЕЦІАЛЬНОГО ПАПЕРУ», ТОВ «ТОРГОВИЙ ДІМ «ПАПІР-МАЛ», ПрАТ «ДЕТВІЛЕР УЩІЛЬНЮЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ Україна», ГАРАЖНИЙ КООПЕРАТИВ «БУМАЖНИК», ТОВ «ВМ УА», ТОВ «Стильтранс», ПАТ «Житомирзооветпостач», ТОВ «Лайфселл», ПрАТ «ВФ Україна», ТОВ «БАРБАРА ТРАМП», ТОВ «ЖЕРОК-АЛЬФА», ТОВ «АЛЬФА-СМ», ТОВ «ОБІО», АТ «МІЖНАРОДНИЙ РЕЗЕРВНИЙ БАНК», ТОВ «ЖИТОМИР-АГРОБУДІНДУСТРІЯ», ТОВ «ФПС ФЛЕКСІБЛС Україна», ТОВ «ОНВІ», КП «ЖИТОМИРВОДОКАНАЛ» Житомирської міської ради, ТОВ «ЖИТОМИРСЬКИЙ М'ЯСОКОМБІНАТ», Іноземне підприємство «ЄВРОГОЛД ІНДЕСТРІЗ ЛТД», ПП «ТОРГІВЕЛЬНИЙ ДІМ «ПЛАСТ-СЕРВІС», ТОВ «ФІРМА ЕСТРЕЛЛА», КП «Житомирське трамвайно-тролейбусне управління» Житомирської міської ради, ТОВ «С.Т.ТРЕЙД», ФОП Гадзевич Оксана Олегівна, ТОВ «ТКАЧ І», ВАТ «Житомирський завод хімічного волокна», ФОП Войтко Олександр Петрович, ПП «Вікторія», ТОВ «СП ЕКОМЕТАЛ», ТОВ «ДІПІ ЕЙР ГАЗ», ФОП Лук'янчук Зінаїда Миколаївна, ФОП Сироткіна Ганна Володимирівна, ПП «Науково-виробниче підприємство «Промекс», ТОВ «КОМПО ГРУП», ТОВ «Виробнича компанія «МАРК», ПП «Скефалд-2», ФОП Пасічник Лариса Петрівна, ТОВ «ПАКОМІКС-СЕРВІС», ФОП Літвінов Олексій Михайлович, ТОВ «БІОФОРЕСТ 2020», ФОП Сотник Ірина Сергіївна, ТОВ «АЛЮМ-ХОЛДІНГ», ТОВ «Завод мінераловатних виробів», ПП «Спецелектромонтаж 2009», ФОП Стадник Г.Р., Савчук С. П., *(інформація з обмеженим доступом)*, ПП «Спортивний клуб «ЮКА», ФОП Червінський Антон Миколайович споживачами у частині визначеного класу напруги у відповідність до вимог положень пункту 8.1 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, по споживачах, які з 01 січня 2022 року переведені Товариством з 1 на 2 клас напруги та по яких відсутні відповідні зміни до договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, здійснити перерахунок вартості послуги з розподілу електричної енергії відповідно для тарифу на розподіл електричної енергії для 1 класу напруги.

Про виконання зазначених зобов'язань у строк до 15 жовтня 2023 року поінформувати НКРЕКП та Сектор НКРЕКП у Житомирській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ