

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

23.03.2017 № 345

ІНСТРУКЦІЯ

щодо заповнення форми звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання»

1. Загальні положення

1.1. Ця Інструкція поширюється на суб'єктів господарювання, які отримали ліцензію на право здійснення господарської діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами (далі – ліцензіат).

1.2. Ця Інструкція визначає порядок заповнення форми звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» (далі – форма звітності № 11-НКРЕКП) та строки подання її до НКРЕКП.

1.3. У цій Інструкції терміни вживаються в таких значеннях:

джерело інформації – паперовий, електронний або магнітний носій інформації, зміст якого використовується для фіксації та отримання інформації у процесі організації моніторингу показників якості надання послуг з передачі та постачання електроенергії;

довга перерва в електропостачанні – перерва в електропостачанні, тривалість якої від 3 хвилин і більше;

електрична мережа – сукупність пов'язаних між собою електричним зв'язком повітряних і кабельних ліній електропередач, трансформаторів та іншого електричного обладнання, що є власністю підприємства або перебувають у його користуванні на визначених законом підставах, призначених для передачі, розподілу та зміни параметрів електроенергії;

електроустановка – комплекс взаємопов'язаних устаткувань і споруд, призначених для виробництва або перетворення, передачі, розподілу чи споживання електричної енергії;

запланована перерва – знеструмлення частини мережі та обладнання, здійснене ліцензіатом з метою проведення планового ремонту або обслуговування електричних мереж. До зазначених перерв не належить відключення споживача відповідно до пункту 35 Правил користування електричною енергією для населення, затверджених постановою Кабінету

Міністрів України від 26 липня 1999 року № 1357, та припинення (повне або часткове) постачання електричної енергії споживачу, виконане згідно з пунктом 7.5 глави 7 Правил користування електричною енергією, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 31 липня 1996 року № 28, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 02 серпня 1996 року за № 417/1442. Перерва вважається запланованою, якщо є відповідне документальне підтвердження;

запланована перерва без попередження споживачів – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане з ремонтом або обслуговуванням електричних мереж, про яке споживачів не було повідомлено не пізніше ніж за 10 днів, що передували зазначеній перерві в електропостачанні;

запланована перерва з попередженням споживачів – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане з ремонтом або обслуговуванням електричних мереж, про яке споживачів було повідомлено не пізніше ніж за 10 днів, що передували зазначеній перерві в електропостачанні. Перерва вважається запланованою з попередженням, якщо є відповідне документальне підтвердження щодо повідомлення споживачів про перерву в електропостачанні;

засоби телемеханіки – електротехнічна апаратура для віддаленого контролю та управління електротехнічним обладнанням, що включає в себе одну або декілька таких функцій: телесигналізація, телевимірювання (поточні та інтегральні телевимірювання), телеуправління;

кінець перерви в електропостачанні – зафіксований час відновлення електропостачання ліцензіатом усім споживачам, відключеним унаслідок перерви в електропостачанні;

коротка перерва в електропостачанні – перерва в електропостачанні, яка триває від часу спрацювання автоматичного вводу резервного живлення до 3 хвилин;

міські населені пункти – міста та селища міського типу, а всі інші населені пункти – сільські населені пункти, станом на 01 січня звітного року;

незапланована (аварійна) перерва – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане зі знеструмленням частин електромереж унаслідок вини інших ліцензіатів (енергопідприємств) або споживачів, форс-мажорних обставин, вини інших осіб, виникнення технологічних порушень в електромережах ліцензіата;

перерва в електропостачанні – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам без їх від'єднання від мережі;

перерва внаслідок форс-мажорних обставин – перерва внаслідок виникнення надзвичайної і непереборної за наявних умов сил, дії яких неможливо попередити застосуванням високопрофесійної практики персоналу та які можуть бути спричинені винятковими погодними умовами і стихійним лихом (ураган, буря, повінь, нагромадження снігу, ожеледь, землетрус, пожежа, просідання і зсув ґрунту) та іншими непередбаченими ситуаціями. Виникнення форс-мажорних обставин має бути документально підтвердженим;

перерва з вини інших ліцензіатів (енергопідприємств) або споживачів – перерва в електропостачанні, яка виникла в магістральних електричних

мережах, мережах суміжних ліцензіатів або з вини споживачів. Вина ліцензіатів або споживачів має бути документально підтвердженою;

перерва з вини інших осіб – перерва, що виникла не з вини ліцензіата чи споживача, а також перерви, що виникли внаслідок введення графіка аварійних відключень (Г АВ), спеціального графіка аварійних відключень (С Г АВ), графіка погодинного відключення електроенергії (Г П В), автоматичного частотного розвантаження (А Ч Р), дій спеціальної автоматики відключення навантаження (С АВ Н). Зазначена перерва має бути документально підтвердженою;

перерва з причини технологічних порушень у мережах компанії – усі перерви, спричинені відмовою в роботі електротехнічного обладнання компанії, та всі перерви, причини виникнення яких залишилися невиявленими;

початок перерви в електропостачанні – зафіксований час надходження від споживачів, засобів телемеханіки або персоналу ліцензіата першого сигналу про перерву в електропостачанні;

точка продажу електричної енергії – межа балансової належності електроустановок споживача, на якій відбувається перехід права власності на електричну енергію.

Скорочення, що застосовуються в Інструкції:

КЛ – кабельна лінія електропередачі;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ПЕМ – підрозділ електричних мереж, що виконує функції передачі та/або постачання електроенергії;

ПКЕЕ – Правила користування електричною енергією, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 31 липня 1996 року № 28, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 02 серпня 1996 року за № 417/1442;

ПКЕЕН – Правила користування електричною енергією для населення, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 26 липня 1999 року № 1357;

ПЛ – повітряна лінія електропередачі;

ТП – трансформаторна підстанція.

2. Порядок та строк надання інформації

2.1. Форма звітності № 11-НКРЕКП подається ліцензіатом у цілому по суб'єкту господарювання.

2.2. Звітним періодом є квартал.

2.3. Форма звітності № 11-НКРЕКП складається станом на останнє число звітного періоду і подається ліцензіатом до НКРЕКП та її структурних підрозділів на місцях за місцезнаходженням ліцензіата не пізніше ніж через 20 днів після звітного періоду.

2.4. Звіт направляється ліцензіатом до НКРЕКП поштою на паперових носіях та в електронному вигляді на адресу: sqg@nec.gov.ua, за якою можна

отримати електронну форму звіту, а також до її структурних підрозділів на місцях за місцезнаходженням ліцензіата.

2.5. Звіт підписується керівником суб'єкта господарювання або іншою уповноваженою особою. У звіті зазначаються прізвище та ініціали особи, яка підписала звіт, прізвище виконавця, номер телефону (із зазначенням коду міжміського зв'язку), факсу та адреси електронної пошти.

2.6. У разі внесення змін до звіту після відправлення ліцензіат зобов'язаний терміново надіслати до НКРЕКП та її структурних підрозділів на місцях за місцезнаходженням ліцензіата виправлений звіт в електронному вигляді та на паперових носіях з підписом керівника ліцензіата або іншої уповноваженої особи, а також лист із зазначенням причини внесення змін.

3. Показники надійності електропостачання

3.1. Надійність електропостачання споживача характеризується такими показниками:

1) індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIDI) розраховується як відношення сумарної тривалості відключень точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні за звітний період до загальної кількості точок продажу електричної енергії, за формулою

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n}, \text{ хв}, \quad (1)$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots, k$;

n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.;

2) індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIFI) розраховується як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії, за формулою

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}, \quad (2)$$

де n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;

n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.;

3) індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (далі – MAIFI) розраховується як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх коротких перерв в електропостачанні протягом звітного періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії, за формулою

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}, \quad (3)$$

де n_j – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті j -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.;

r – кількість коротких перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j = 1, 2, 3, \dots r$;

n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.;

4) розрахунковий обсяг невідпущеної електроенергії (далі – ENS) розраховується як сума добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги, за формулою

$$ENS = \sum_{l=1}^6 \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{z_l} \times t_i \times Q^{z_l}}{43800}, \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}, \quad (4)$$

де z_l – ознака рівня напруги та відповідної території (z_1 – 0,4 кВ – міський населений пункт, z_2 – 0,4 кВ – сільський населений пункт, z_3 – 6 – 20 кВ – міський населений пункт, z_4 – 6 – 20 кВ – сільський населений пункт, z_5 – 27,5 – 35 кВ, z_6 – 110/154 кВ);

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;

$n_i^{z_l}$ – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i -го довгого переривання з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.;

t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

Q^{z_l} – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z_l -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год;

43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвиликах.

4. Порядок реєстрації інформації, необхідної для розрахунку показників надійності електропостачання

4.1. Кожний підрозділ ліцензіата повинен забезпечити ведення:

1) переліку джерел інформації, що використовуються для організації моніторингу показників надійності електропостачання, згідно з додатком 1 до цієї Інструкції;

2) загальної інформації щодо точок продажу електроенергії на рівні напруги 0,4 кВ згідно з додатком 2 до цієї Інструкції;

3) загальної інформації щодо точок продажу електричної енергії на рівнях напруги 6 – 154 кВ згідно з додатком 3 до цієї Інструкції;

4) технічної характеристики електричної мережі на рівнях напруги 6 – 154 кВ згідно з додатком 4 до цієї Інструкції;

5) реєстру перерв в електропостачанні згідно з додатком 5 до цієї Інструкції.

4.2. Перелік джерел інформації, що використовуються для організації моніторингу показників надійності електропостачання, формується згідно з додатком 1 до цієї Інструкції:

графа 1 – № з/п – номер за порядком;

графа 2 – код джерела інформації – код, який для зручності присвоює підрозділ ліцензіата власним джерелам інформації, що використовуються для моніторингу показників якості надання послуг з передачі та постачання електроенергії;

графа 3 – назва джерела інформації – журнал, електронна база даних, інші джерела інформації;

графа 4 – форма ведення джерела інформації – паперовий журнал, таблиці Microsoft Excel, електронна база даних тощо;

графа 5 – стислий перелік інформації, яку містить зазначене джерело інформації.

4.3. Загальна інформація щодо точок продажу електроенергії на рівні напруги 0,4 кВ формується згідно з додатком 2 до цієї Інструкції станом на 01 січня звітного року:

графа 1 – № з/п – номер за порядком;

графа 2 – ознака поділу (усього, міські населені пункти, сільські населені пункти);

графа 3 – загальна кількість власних трансформаторів 35 – 6/0,4 кВ, що забезпечують електричною енергією споживачів на рівні напруги 0,4 кВ, шт.

Трансформатори 35 – 6/0,4 кВ, до яких не підключено жодного споживача (резерв) при схемі нормального режиму електричної мережі, у загальній кількості не враховуються. Інформація для заповнення графи 3 формується

відповідно до технічних характеристик електротехнічного обладнання ПЕМ при схемі нормального режиму електричної мережі. Трансформатори 35 – 6/0,4 кВ належать до міських та сільських населених пунктів;

граф 4 – загальна кількість точок продажу електричної енергії на рівні напруги 0,4 кВ, шт. Інформація для заповнення графа 4 повинна відповідати кількості точок продажу електричної енергії споживачам станом на 01 січня звітного року.

Віднесення точок продажу електричної енергії споживачам на рівні напруги 0,4 кВ до міських та сільських населених пунктів необхідно виконувати за територіальною ознакою ЛЕП 0,4 кВ. Кількість точок продажу визначається відповідно до чинних договорів про користування електричною енергією, про постачання електричної енергії або про передачу електроенергії постачальників за нерегульованим тарифом. Точки продажу електричної енергії споживачам, які приєднані до мереж інших ліцензіатів, субспоживачам не враховуються, крім точок продажу електричної енергії субспоживачам через мережі основного споживача, який має договір на постачання електричної енергії з ліцензіатом та якому ліцензіат відшкодовує обґрунтовані витрати з утримання технологічних електричних мереж основного споживача відповідно до договору про спільне використання технологічних електричних мереж. Точки продажу електричної енергії (точки віддачі електроенергії з мереж ліцензіата в мережі іншого ліцензіата з передачі електроенергії) на межі між мережами двох ліцензіатів не враховуються;

граф 5 – середня кількість точок продажу електричної енергії на один трансформатор 35 – 6/0,4 кВ. Інформація для заповнення графа 5 визначається окремо для міських та сільських населених пунктів шляхом ділення загальної кількості точок продажу електричної енергії на рівні напруги 0,4 кВ (граф 4 додатка 2 до цієї Інструкції) на загальну кількість власних трансформаторів 35 – 6/0,4 кВ, що забезпечують електроенергією споживачів на рівні напруги 0,4 кВ (граф 3 додатка 2 до цієї Інструкції);

граф 6 – загальна кількість ЛЕП 0,4 кВ, що забезпечують електричною енергією споживачів на рівні напруги 0,4 кВ, шт. Інформація для заповнення графа 6 формується на підставі технічних даних мереж ПЕМ. Загальна кількість ЛЕП 0,4 кВ рахується як сума власних ПЛ, власних КЛ, ПЛ споживачів, КЛ споживачів.

Віднесення ЛЕП 0,4 кВ до міських та сільських населених пунктів необхідно виконувати за територіальною ознакою розміщення трансформатора 35 – 6/0,4 кВ.

Тобто, усі ЛЕП 0,4 кВ, які відходять від трансформатора 35 – 6/0,4 кВ, який знаходиться на території міського населеного пункту, необхідно вважати міськими, а від трансформатора 35 – 6/0,4 кВ, який знаходиться на території сільського населеного пункту, – сільськими;

граф 7 – відношення загальної кількості власних трансформаторів 35 – 6/0,4 кВ до загальної кількості ЛЕП 0,4 кВ (з точністю до двох знаків після коми).

Інформація для заповнення графа 7 визначається окремо для міських та сільських населених пунктів шляхом ділення загальної кількості власних трансформаторів 35 – 6/0,4 кВ, що забезпечують електроенергією споживачів

на рівні напруги 0,4 кВ (графі 3 додатка 2 до цієї Інструкції), на загальну кількість ЛЕП 0,4 кВ, що забезпечують електроенергією споживачів на рівні напруги 0,4 кВ (графі 6 додатка 2 до цієї Інструкції);

графі 8 – загальне споживання електричної енергії точок продажу, які зазначені у графі 4 додатка 2, за попередній рік на рівні напруги 0,4 кВ, тис. кВт·год;

графі 9 – середньомісячне споживання електричної енергії за попередній рік на рівні напруги 0,4 кВ на 1 точку продажу електричної енергії, тис. кВт·год. Інформація для заповнення графі 9 визначається розрахунковим шляхом. Загальні річні обсяги споживання електричної енергії споживачами на рівні напруги 0,4 кВ (графі 8 додатка 2 до цієї Інструкції) діляться на 12 місяців та на загальну кількість точок продажу електричної енергії, які живляться від мережі 0,4 кВ (графі 4 додатка 2 до цієї Інструкції). Розділення загальних річних обсягів споживання електричної енергії на споживання міськими та сільськими споживачами на рівні напруги 0,4 кВ виконується залежно від територіальної належності точок продажу електричної енергії.

4.4. Загальна інформація щодо точок продажу електричної енергії на рівнях напруги 6 – 154 кВ формується згідно з додатком 3 до цієї Інструкції станом на 01 січня звітного року:

графі 1 – № з/п – номер за порядком;

графі 2 – ознака поділу – поділ споживачів за рівнем напруги електропостачання та відповідною територією;

графі 3 – споживання електричної енергії на рівні напруги за попередній рік, тис. кВт·год.

Для точок продажу електричної енергії 6 – 20 кВ споживання електричної енергії розділяється на територію міських населених пунктів та територію сільських населених пунктів. Споживачі, які отримують електричну енергію на рівнях напруги 27,5 – 154 кВ, за вказаною належністю не розподіляються і вважаються міськими;

графі 4 – загальна кількість точок продажу електричної енергії на рівні напруги, шт. Визначається відповідно до чинних договорів про користування електричною енергією, про постачання електричної енергії або про передачу електроенергії постачальників за нерегульованим тарифом. Точки продажу електричної енергії споживачам, які приєднані до мереж інших ліцензіатів, субспоживачам не враховуються, крім точок продажу електричної енергії субспоживачам через мережі основного споживача, який має договір на постачання електричної енергії з ліцензіатом та якому ліцензіат відшкодовує обґрунтовані витрати з утримання технологічних електричних мереж основного споживача відповідно до договору про спільне використання технологічних електричних мереж. Точки продажу електричної енергії (точки віддачі електроенергії з мереж ліцензіата в мережі іншого ліцензіата з передачі електроенергії) на межі між мережами двох ліцензіатів не враховуються;

графі 5 – середньомісячне споживання електричної енергії на рівні напруги на одну точку продажу електричної енергії за попередній рік у тис. кВт·год (округлення робити до одиниць). Інформація для заповнення графі 5 визначається розрахунковим шляхом. Загальні річні обсяги споживання

електричної енергії споживачами на відповідному рівні напруги (графа 3 додатка 3 до цієї Інструкції) діляться на 12 місяців та на загальну кількість точок продажу електричної енергії на відповідному рівні напруги (графа 4 додатка 3 до цієї Інструкції).

4.5. Технічна характеристика електричної мережі на рівнях напруги 6 – 154 кВ формується згідно з додатком 4 до цієї Інструкції відповідно до схеми нормального режиму роботи мереж підрозділу ліцензіата станом на 01 січня звітного року:

графа 1 – № з/п – номер за порядком;

графа 2 – диспетчерська назва частини електричної мережі на рівнях напруги 6 – 154 кВ. Визначається за технічною звітністю ПЕМ;

графи 3, 5 – кількість власних трансформаторів 35 – 6/0,4 кВ розподіляється на території міських та сільських населених пунктів за ознакою розміщення кожного трансформатора. Визначається за технічною звітністю ПЕМ. Сумарна кількість власних трансформаторів 35 – 6/0,4 граф 3 та 5 повинна дорівнювати загальній кількості власних трансформаторів 35 – 6/0,4 графи 3 додатка 2 до цієї Інструкції на відповідній території;

графи 4, 6 – кількість точок продажу електричної енергії споживачам, що отримують електроенергію на рівні напруги 0,4 кВ, шт., відповідної території. Кожна точка продажу електричної енергії враховується тільки один раз. Сумарна кількість точок продажу електричної енергії граф 4 та 6 повинна дорівнювати загальній кількості точок продажу електричної енергії на рівні напруги 0,4 кВ, шт. графи 4 додатка 2 до цієї Інструкції на відповідній території;

графи 7 – 10 – кількість точок продажу електричної енергії споживачам, що отримують електроенергію на рівнях напруги 6 – 154 кВ, що приєднані до даної ЛЕП, з розподілом по території за ознакою розміщення живильного центру (ПС 150 – 35/6 – 10 кВ, РП-10 кВ). Точки продажу електроенергії споживачам 27,5 – 154 кВ не розподіляються за територіальною ознакою і вважаються міськими. Визначаються за технічною звітністю ПЕМ та договорами про постачання електричної енергії. Кожна точка продажу електричної енергії враховується тільки один раз. Сумарна кількість точок продажу електричної енергії граф 7 – 10 повинна дорівнювати загальній кількості точок продажу електричної енергії на рівні напруги рядка 4 графи 4 додатка 3 до цієї Інструкції на відповідній території.

4.6. Реєстр перерв в електропостачанні формується згідно з додатком 5 до цієї Інструкції.

графа 1 – № з/п перерви в електропостачанні;

графа 2 – код джерела інформації – уноситься код джерела інформації (додаток 1 до цієї Інструкції), в якому вперше зафіксована інформація про початок перерви, що призвела до відключення споживачів;

графа 3 – диспетчерська назва обладнання – диспетчерська назва частини електричної мережі, відключення або вихід з ладу якої призвело до перерв в електропостачанні. Визначається за інформацією диспетчерських підрозділів

ПЕМ (примітка: диспетчерська назва обладнання на рівнях напруги 6 – 154 кВ береться з графи 2 додатка 4);

графи 4 – 7 – рівень напруги обладнання, відключення або вихід з ладу якого призвело до перерв в електропостачанні.

При відключенні або відмові трансформатора рівень напруги вибирається на високій стороні;

графи 8 – 13 – класифікація перерв;

графа 14 – дата та час початку перерви в електропостачанні. Час першого повідомлення про відключення, яке реєструється у джерелах інформації;

графа 15 – дата та час кінця перерви в електропостачанні. Визначається та реєструється черговим диспетчером підрозділу ліцензіата у джерелах інформації;

графа 16 – тривалість перерви. Розраховується як різниця часу (у хвиликах) між початком та кінцем перерви в електропостачанні;

графа 17 – тип перерви (довга, коротка);

графи 18 та 20 – кількість відключених трансформаторів 35 – 6/0,4 кВ або ліній 0,4 кВ. При зазначенні рівня напруги 0,4 кВ (графа 7) у графах 18 та/або 20 зазначається кількість відключених ЛЕП 0,4 кВ відповідно до схеми нормального режиму електричної мережі. При зазначенні іншого рівня напруги (графи 4 – 6) у графах 18 та/або 20 зазначається кількість відключених трансформаторів, що вибираються з граф 3 та 5 додатка 4 до цієї Інструкції по кожній відключеній лінії (диспетчерська назва) на відповідній території;

графи 19 та 21 – кількість відключених точок продажу електричної енергії на рівні напруги до 0,4 кВ на відповідній території. При зазначенні рівня напруги 0,4 кВ (графа 7) у графах 19 та/або 21 зазначається кількість відключених точок продажу електричної енергії на рівні напруги 0,4 кВ відповідно до схеми нормального режиму електричної мережі. При зазначенні іншого рівня напруги (графи 4 – 6) у графах 19 та/або 21 зазначається кількість відключених точок продажу електричної енергії, що вибираються з граф 4 та 6 додатка 4 до цієї Інструкції по кожній відключеній лінії (диспетчерська назва) на відповідній території;

графи 22, 23 – кількість відключених точок продажу електричної енергії на рівні напруги 6 – 20 кВ. Інформація про кількість відключених точок продажу електричної енергії, що отримують електроенергію на рівні напруги 6 – 20 кВ, вибирається та заноситься окремо для територій міського та сільського населеного пункту щодо кожної з відключених ЛЕП 20 – 6 кВ з граф 7 та 8 додатка 4 до цієї Інструкції;

графи 24, 25 – кількість відключених точок продажу електричної енергії на рівні напруги 27,5 – 35 кВ та 110/154 кВ. Інформація про кількість точок продажу електричної енергії, підключених до конкретної ЛЕП 27,5 – 154 кВ, вибирається та заноситься з граф 9 та 10 таблиці додатка 4 до цієї Інструкції. Точки продажу електричної енергії на рівні напруги 27,5 – 154 кВ не розподіляються за територіальною належністю і вважаються міськими;

графа 26 – примітки. У випадку незапланованої (аварійної) перерви з вини інших ліцензіатів або споживачів у примітці зазначається найменування цього ліцензіата або споживача. У випадку перерви, що виникла внаслідок введення графіка аварійних відключень (ГАВ), спеціального графіка аварійних

відключень (СГАВ), графіка погодинного відключення електроенергії (ГПВ), автоматичного частотного розвантаження (АЧР), дій спеціальної автоматики відключення навантаження (САВН), у примітці зазначається причина – «(ГАВ)», «(СГАВ)», «(ГПВ)», «(АЧР)» та «(САВН)» відповідно.

4.7. Якщо початок перерви в електропостачанні відбувся в одному місяці, а кінець – у наступному місяці, необхідно:

у попередньому місяці зареєструвати дату та час початку перерви в електропостачанні (граф 14 додатка 5 до цієї Інструкції);

у наступному місяці дану перерву реєструвати не потрібно;

після завершення перерви у наступному місяці занести дату та час завершення перерви в реєстр попереднього місяця.

5. Порядок заповнення форми звітності № 11-НКРЕКП

5.1. У форми звітності заносяться розраховані показники (SAIDI, SAIFI або MAIFI, ENS) відповідно до рівня напруги та території (рядки 005, 010, 015, 030, 045 – для всієї території; рядки 020, 035 – для території міського населеного пункту; рядки 025, 040 – для території сільського населеного пункту) та класифікації перерв в електропостачанні (графи 010 – 060 – для SAIDI, графи 070 – 120 – для SAIFI, графи 130 – 180 – для ENS, графи 190 – 240 – для MAIFI).

У графі 250 зазначається кількість точок продажу електричної енергії на відповідному рівні напруги та відповідній території станом на 01 січня звітного року.

У графі 260 зазначається споживання електричної енергії на відповідному рівні напруги та відповідній території за попередній рік.

5.2. Зв'язок рядків і граф форми звітності.

Зв'язок рядків і граф форми звітності № 11-НКРЕКП визначається відповідно до таблиці.

Позначення: ф. г – графа форми звітності, ф. р – рядок форми звітності, д5. г – графа додатка 5, д5. р – рядок додатка 5 до цієї Інструкції.

Таблиця.

Зв'язок рядків і граф форми звітності № 11-НКРЕКП

Рядки форми	Графи форми	Тип перерви	Назва	Формула
005, 010, 030, 015 відповідно до граф 4 – 7 реєстру	010-060 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	SAIDI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по } p[r16 \times (r19 + r21 + r22 + r23 + r24 + r25)]}{\text{-ф. } p045(r250)}$

Рядки форми	Графи форми	Тип перерви	Назва	Формула
005, 010, 030, 015 відповідно до граф 4 – 7 реєстру	070 – 120 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	SAIFI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{19}+r_{21}+r_{22}+r_{23}+r_{24}+r_{25}]}{\text{ф. } p_{045}(r_{250})}$
005, 010, 030, 015 відповідно до граф 4 – 7 реєстру	130 – 180 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	ENS =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{16} \times \{ r_{19} \times \text{ф. } p_{035}(r_{260}/r_{250}) + r_{21} \times \text{ф. } p_{040}(r_{260}/r_{250}) + r_{22} \times \text{ф. } p_{020}(r_{260}/r_{250}) + r_{23} \times \text{ф. } p_{025}(r_{260}/r_{250}) + r_{24} \times \text{ф. } p_{010}(r_{260}/r_{250}) + r_{25} \times \text{ф. } p_{005}(r_{260}/r_{250}) \}]}{43800 \times 12}$
005, 010, 030, 015 відповідно до граф 4 – 7 реєстру	190 – 240 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	коротка	MAIFI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{19}+r_{21}+r_{22}+r_{23}+r_{24}+r_{25}]}{\text{ф. } p_{045}(r_{250})}$
020, 035 відповідно до граф 6 – 7 реєстру	010 – 060 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	SAIDI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{16} \times (r_{19}+r_{22}+r_{24}+r_{25})]}{\text{ф. } r_{250}(p_{005}+p_{010}+p_{020}+p_{035})}$
020, 035 відповідно до граф 6 – 7 реєстру	70 – 120 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	SAIFI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{19}+r_{22}+r_{24}+r_{25}]}{\text{ф. } r_{250}(p_{005}+p_{010}+p_{020}+p_{035})}$
020, 035 відповідно до граф 6 – 7 реєстру	130 – 180 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	ENS =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{16} \times \{ r_{19} \times \text{ф. } p_{035}(r_{260}/r_{250}) + r_{22} \times \text{ф. } p_{020}(r_{260}/r_{250}) + r_{24} \times \text{ф. } p_{010}(r_{260}/r_{250}) + r_{25} \times \text{ф. } p_{005}(r_{260}/r_{250}) \}]}{43800 \times 12}$
020, 035 відповідно до граф 6 – 7 реєстру	190 – 240 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	коротка	MAIFI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{19}+r_{22}+r_{24}+r_{25}]}{\text{ф. } r_{250}(p_{005}+p_{010}+p_{020}+p_{035})}$
025, 040 відповідно до граф 6 – 7 реєстру	010 – 060 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	SAIDI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{16} \times (r_{21}+r_{23})]}{\text{ф. } r_{250}(p_{025}+p_{040})}$
025, 040 відповідно до граф 6 – 7 реєстру	070 – 120 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	SAIFI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r_{21}+r_{23}]}{\text{ф. } r_{250}(p_{025}+p_{040})}$

Рядки форми	Графи форми	Тип перерви	Назва	Формула
025, 040 відповідно до граф 6 – 7 реєстру	130 – 180 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	довга	ENS =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r16 \times \{ r21 \times \text{ф. } p040(r260/r250) + r23 \times \text{ф. } p025(r260/r250) \}]}{43800 \times 12}$
025, 040 відповідно до граф 4 – 7 реєстру	190-240 відповідно до граф 8 – 13 реєстру	коротка	MAIFI =	$\frac{\text{д5. } \Sigma \text{ по р } [r21+r23]}{\text{ф. } r250 (p025+p040)}$
045	010 – 060; 070 – 120; 130 – 180; 190 – 240; 250; 260			ф. (p005+p010+p015+p030)
005 – 045	065		SAIDI =	ф. (r010+r020+r030+r040+r050+r060)
005 – 045	125		SAIFI =	ф. (r070+r080+r090+r100+r110+r120)
005 – 045	185		ENS =	ф. (r130+r140+r150+r160+r170+r180)
005 – 045	245		MAIFI =	ф. (r190+r200+r210+r220+r230+r240)

Приклад заповнення форми звітності № 11-НКРЕКПІ наведено в додатку б до цієї Інструкції.

Директор Департаменту
стратегічного розвитку та планування



В. Цаплін

Додаток 1
до Інструкції щодо заповнення форми звітності
№ 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо
показників надійності електропостачання»
(пункт 4.1)

**Перелік джерел інформації, що використовуються для організації моніторингу показників надійності
електропостачання**

_____ 20__ рік

(прізвище, ім'я, по батькові (найменування) ліцензіата та найменування підрозділу електричних мереж, що виконує функції передачі та/або постачання електроенергії)

№ з/п	Код джерела інформації	Назва джерела інформації	Форма ведення джерела інформації	Стислий перелік інформації, яку містить зазначене джерело інформації
1	2	3	4	5

Додаток 2
до Інструкції щодо заповнення форми звітності
№ 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо
показників надійності електропостачання»
(пункт 4.1)

Загальна інформація щодо точок продажу електроенергії на рівні напруги 0,4 кВ

(прізвище, ім'я, по батькові (найменування) ліцензіата та найменування підрозділу електричних мереж, що виконує функції передачі та/або постачання електроенергії)

20__ рік

№ з/п	Ознака поділу	3	4	5	6	7	8	9
1	2	Загальна кількість власних трансформаторів 35 – 6/0,4 кВ, що забезпечують електричною енергією споживачів на рівні напруги 0,4 кВ, шт.	Загальна кількість точок продажу електричної енергії на рівні напруги 0,4 кВ, шт.	Середня кількість точок продажу електричної енергії на один трансформатор 35 – 6/0,4 кВ = графа 4/граф 3	Загальна кількість ЛЕП 0,4 кВ, що забезпечують електричною енергією споживачів на рівні напруги 0,4 кВ, шт.	Відношення загальної кількості власних трансформаторів 35 – 6/0,4 кВ до загальної кількості ЛЕП 0,4 кВ = графа 3/граф 6	Загальне споживання електричної енергії точок продажу за попередній рік на рівні напруги 0,4 кВ, тис. кВт·год	Середньомісячне споживання електричної енергії за попередній рік на рівні напруги 0,4 кВ на 1 точку продажу електричної енергії, тис. кВт·год, = графа 8/граф 4/12
1	Усього							
1.1	Міські населені пункти							
1.2	Сільські населені пункти							

Додаток 3
до Інструкції щодо заповнення форми звітності
№ 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо
показників надійності електропостачання»
(пункт 4.1)

Загальна інформація щодо точок продажу електричної енергії на рівнях напруги 6 – 154 кВ

20__ рік

(прізвище, ім'я, по батькові (найменування) ліцензіата та найменування підрозділу електричних мереж, що виконує функції передачі та/або постачання електроенергії)

№ з/п	Ознака поділу	Споживання електричної енергії на рівні напруги за попередній рік, тис. кВт·год	Загальна кількість точок продажу електричної енергії на рівні напруги, шт.	Середньомісячне споживання електричної енергії на рівні напруги на одну точку продажу електричної енергії за попередній рік, тис. кВт·год, = графа 3/граф 4/12
1	2	3	4	5
1	6 – 20 кВ			
1.1	міські населені пункти			
1.2	сільські населені пункти			
2	27,5 – 35 кВ			
3	110 / 154 кВ			
4	Усього 6 – 154 кВ			x

Продовження додатка 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Усього за місяць	X	X											X	X		довгі – / короткі –	X		X						
1																									
2																									
...																									
n																									

* Диспетчерська назва частини електричної мережі, відключення або вихід з ладу якої призвело до перерв в електропостачанні.

Додаток 6
до Інструкції щодо заповнення форми звітності
№ 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо
показників надійності електропостачання»
(пункт 5.2)

Приклад заповнення форми звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання»
1. Приклад реєстру перерв в електропостачанні

№ з/п перерви в електропостачанні	Код джерела інформації	Диспетчерська назва обладнання*	Класифікація перерв										Дата та час початку перерви в електропостачанні	Дата та час кінця перерви в електропостачанні	Тривалість перерви, хв	Тип перерви	На рівні напруги 0,4 кВ				На рівні напруги 6 – 20 кВ		На рівні напруги 27,5 – 35 кВ	На рівні напруги 110 / 154 кВ	Примітки
			Рівень напруги		заплановані перерви		незаплановані (аварійні) перерви										міські населені пункти	сільські населені пункти	міські населені пункти	сільські населені пункти					
			110 / 154 кВ	27,5 – 35 кВ	6 – 20 кВ	0,4 кВ	з попередженням	без попередження	з вини інших ліцензіатів або споживачів	форс-мажорні обставини	з вини інших осіб	технологічні порушення в мережах ліцензіата													
			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Усього за місяць	X	X	2	2	2	2	1	2	1	1	0	3	X	X	2076	довгі – 7/ короткі – 1	X	918	X	648	67	6	10	2	

Продовження додатка 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1	01		X									X	01.06.2008 11:01	01.06.2008 11:10	9	довга	4	200	2	258	25		5	1	
2	01		X									X	05.06.2008 10:10	05.06.2008 10:13	3	довга	4	200	2	258	25		5	1	
3	02			X			X						05.06.2008 16:00	05.06.2008 20:10	250	довга	2	108			12				
4	02			X				X					08.06.2008 10:00	09.06.2008 12:50	1610	довга	1	100	2	52		5			
5	03				X					X			10.06.2008 07:01	10.06.2008 07:02	1	коротка	2	100	2	40	5	1			
6	03				X				X				11.06.2008 21:01	11.06.2008 22:10	69	довга	1	250	1	120					
7	04					X						X	21.06.2008 21:00	21.06.2008 23:11	131	довга	[1]	160							
8	04					X		X					30.06.2008 11:01	30.06.2008 11:04	3	довга			[1]	20					

* Диспетчерська назва частини електричної мережі, відключення або вихід з ладу якої призвело до перерв в електропостачанні.

2. Приклад розрахунку показників надійності електропостачання за даними реєстру перерв в електропостачанні, які використовуються для заповнення форми звітності № 11-НКРЕКП:

$$\text{рядок 005 графи 060} \quad \text{SAIDI} = \frac{9 \times (200 + 258 + 25 + 5 + 1) + 3 \times (200 + 258 + 25 + 5 + 1)}{80136} = 0,073 \text{ хв};$$

$$\text{рядок 005 графи 065} \quad \text{SAIDI} = 0,073 \text{ хв};$$

$$\text{рядок 005 графи 120} \quad \text{SAIFI} = \frac{200 + 258 + 25 + 5 + 1 + 200 + 258 + 25 + 5 + 1}{80136} = 0,012;$$

$$\text{рядок 005 графи 125} \quad \text{SAIFI} = 0,012;$$

$$\text{рядок 005 графи 180} \quad \text{ENS} =$$

$$= \frac{9 \times (200 \times \frac{480000}{60000} + 258 \times \frac{1200000}{20000} + 25 \times \frac{240000}{80} + 5 \times \frac{300000}{11} + 1 \times \frac{120000}{5}) + 3 \times (200 \times \frac{480000}{60000} + 258 \times \frac{120000}{20000} + 25 \times \frac{240000}{80} + 5 \times \frac{300000}{11} + 1 \times \frac{120000}{5})}{43800 \times 12} = 5,445 \text{ тис. кВт·год};$$

$$\text{рядок 005 графи 185} \quad \text{ENS} = 5,445 \text{ тис. кВт·год};$$

$$\text{рядок 010 графи 010} \quad \text{SAIDI} = \frac{250 \times (108 + 12)}{80136} = 0,374 \text{ хв};$$

$$\text{рядок 010 графи 020} \quad \text{SAIDI} = \frac{1610 \times (100 + 52 + 5)}{80136} = 3,154 \text{ хв};$$

$$\text{рядок 010 графи 065} \quad \text{SAIDI} = 0,374 + 3,154 = 3,528 \text{ хв};$$

рядок 010 графі 070	$SAIFI = \frac{108+12}{80136} = 0,001;$
рядок 010 графі 080	$SAIFI = \frac{100+52+5}{80136} = 0,002;$
рядок 010 графі 125	$SAIFI = 0,001 + 0,002 = 0,003;$
рядок 010 графі 130	$ENS = \frac{250 \times (108 \times \frac{480000}{60000} + 12 \times \frac{240000}{80})}{43800 \times 12} = 17,534 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год};$
рядок 010 графі 140	$ENS = \frac{1610 \times (100 \times \frac{480000}{60000} + 52 \times \frac{120000}{20000} + 5 \times \frac{120000}{40})}{43800 \times 12} = 49,354 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год};$
рядок 010 графі 185	$ENS = 17,534 + 49,354 = 66,888 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год};$
рядок 015 графі 030	$SAIDI = \frac{69 \times (250+120)}{80136} = 0,319 \text{ хв};$
рядок 015 графі 065	$SAIDI = 0,319 \text{ хв};$
рядок 015 графі 090	$SAIFI = \frac{250+120}{80136} = 0,005;$
рядок 015 графі 125	$SAIFI = 0,005;$
рядок 015 графі 150	$ENS = \frac{69 \times (250 \times \frac{480000}{60000} + 120 \times \frac{120000}{20000})}{43800 \times 12} = 0,357 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год};$
рядок 015 графі 185	$ENS = 0,357 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год};$
рядок 015 графі 220	$MAIFI = \frac{100+40+5+1}{80136} = 0,002;$
рядок 015 графі 245	$MAIFI = 0,002;$
рядок 020 графі 030	$SAIDI = \frac{69 \times 250}{5+11+80+60000} = 0,287 \text{ хв};$
рядок 020 графі 065	$SAIDI = 0,287 \text{ хв};$
рядок 020 графі 090	$SAIFI = \frac{250}{5+11+80+60000} = 0,004;$
рядок 020 графі 125	$SAIFI = 0,004;$

рядок 020 графи 150	$ENS = \frac{69 \times 250 \times \frac{480000}{60000}}{43800 \times 12} = 0,263$ тис. кВт·год;
рядок 020 графи 185	$ENS = 0,263$ тис. кВт·год;
рядок 020 графи 220	$MAIFI = \frac{100 + 5}{5 + 11 + 80 + 60000} = 0,002$;
рядок 020 графи 245	$MAIFI = 0,002$;
рядок 025 графи 030	$SAIDI = \frac{69 \times 120}{40 + 20000} = 0,413$ хв;
рядок 025 графи 065	$SAIDI = 0,413$ хв;
рядок 025 графи 090	$SAIFI = \frac{120}{40 + 20000} = 0,006$;
рядок 025 графи 125	$SAIFI = 0,006$;
рядок 025 графи 150	$ENS = \frac{69 \times 120 \times \frac{120000}{20000}}{43800 \times 12} = 0,095$ тис. кВт·год;
рядок 025 графи 185	$ENS = 0,095$ тис. кВт·год;
рядок 025 графи 220	$MAIFI = \frac{40 + 1}{40 + 20000} = 0,002$;
рядок 025 графи 245	$MAIFI = 0,002$;
рядок 030 графи 020	$SAIDI = \frac{3 \times 20}{80136} = 0,001$ хв;
рядок 030 графи 060	$SAIDI = \frac{131 \times 160}{80136} = 0,262$ хв;
рядок 030 графи 065	$SAIDI = 0,001 + 0,262 = 0,263$ хв;
рядок 030 графи 080	$SAIFI = \frac{20}{80136} = 0,000$;
рядок 030 графи 120	$SAIFI = \frac{160}{80136} = 0,002$;
рядок 030 графи 125	$SAIFI = 0,000 + 0,002 = 0,002$;

рядок 030 графі 140	$ENS = \frac{3 \times 20 \times \frac{120000}{20000}}{43800 \times 12} = 0,001$ тис. кВт·год;
рядок 030 графі 180	$ENS = \frac{131 \times 160 \times \frac{480000}{60000}}{43800 \times 12} = 0,319$ тис. кВт·год;
рядок 030 графі 185	$ENS = 0,001 + 0,319 = 0,320$ тис. кВт·год;
рядок 035 графі 060	$SAIDI = \frac{131 \times 160}{5 + 11 + 80 + 60000} = 0,349$ хв;
рядок 035 графі 065	$SAIDI = 0,349$ хв;
рядок 035 графі 120	$SAIFI = \frac{160}{5 + 11 + 80 + 60000} = 0,003$;
рядок 035 графі 125	$SAIFI = 0,003$;
рядок 035 графі 180	$ENS = \frac{131 \times 160 \times \frac{480000}{60000}}{43800 \times 12} = 0,319$ тис. кВт·год;
рядок 035 графі 185	$ENS = 0,319$ тис. кВт·год;
рядок 040 графі 020	$SAIDI = \frac{3 \times 20}{40 + 20000} = 0,003$ хв;
рядок 040 графі 065	$SAIDI = 0,003$ хв;
рядок 040 графі 080	$SAIFI = \frac{20}{40 + 20000} = 0,001$;
рядок 040 графі 125	$SAIFI = 0,001$;
рядок 040 графі 140	$ENS = \frac{3 \times 20 \times \frac{120000}{20000}}{43800 \times 12} = 0,001$ тис. кВт·год;
рядок 040 графі 185	$ENS = 0,001$ тис. кВт·год;
рядок 045 графі 010	$SAIDI = 0,374$ хв;
рядок 045 графі 020	$SAIDI = 3,154 + 0,001 = 3,155$ хв;
рядок 045 графі 030	$SAIDI = 0,319$ хв;

рядок 045 графи 060	$SAIDI = 0,073 + 0,262 = 0,335$ хв;
рядок 045 графи 065	$SAIDI = 0,374 + 3,155 + 0,319 + 0,335 = 4,183$ хв;
рядок 045 графи 070	$SAIFI = 0,001$;
рядок 045 графи 080	$SAIFI = 0,002 + 0,000 = 0,002$;
рядок 045 графи 090	$SAIFI = 0,005$;
рядок 045 графи 120	$SAIFI = 0,012 + 0,002 = 0,014$;
рядок 045 графи 125	$SAIFI = 0,001 + 0,002 + 0,005 + 0,014 = 0,022$;
рядок 045 графи 130	$ENS = 17,534$ тис. кВт·год;
рядок 045 графи 140	$ENS = 49,354 + 0,001 = 49,355$ тис. кВт·год;
рядок 045 графи 150	$ENS = 0,357$ тис. кВт·год;
рядок 045 графи 140	$ENS = 5,445 + 0,319 = 5,764$ тис. кВт·год;
рядок 045 графи 185	$ENS = 17,534 + 49,355 + 0,357 + 5,764 = 73,010$ тис. кВт·год;
рядок 045 графи 220	$MAIFI = 0,002$;
рядок 045 графи 245	$MAIFI = 0,002$;
рядок 045 графи 250	$5 + 11 + 120 + 80000 = 80136$ шт.;
рядок 045 графи 260	$120000 + 300000 + 360000 + 600000 = 1380000$ тис. кВт·год.

3. Приклад заповненої форми звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання»
за результатами розрахунку показників надійності електропостачання

Рівень напруги*	Код рядка	Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), хв							Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI)							Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), тис. кВт·год							Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI)							Кількість точок продажу електричної енергії, одиниць	Споживання електричної енергії, тис. кВт·год**
		заплановані перерви		незаплановані (аварійні) перерви					усього	заплановані перерви		незаплановані (аварійні) перерви					усього	заплановані перерви		незаплановані (аварійні) перерви					усього						
		з попередженням	без попередження	з вини інших ліцензіатів або споживачів	форс-мажорні обставини	з вини інших осіб	технологічні порушення в мережах ліцензіата	з попередженням		без попередження	з вини інших ліцензіатів або споживачів	форс-мажорні обставини	з вини інших осіб	технологічні порушення в мережах ліцензіата	з попередженням	без попередження		з вини інших ліцензіатів або споживачів	форс-мажорні обставини	з вини інших осіб	технологічні порушення в мережах ліцензіата	усього									
010	020	030	040	050	060	065	070	080	090	100	110	120	125	130	140	150	160	170	180	185	190	200	210	220	230	240	245	250	260		
110 / 154 кВ	005						0,073	0,073					0,012	0,012						5,445	5,445							5	120 000		
27,5 – 35 кВ	010	0,37 4	3,15 4				3,528	0,001	0,002				0,003	17,534	49,3 54					66,88 8								11	300 000		
6 – 20 кВ	015			0,319			0,319			0,005			0,005			0,357				0,357						0,0 02	0,0 02	120	360 000		
У тому числі у міських населених пунктах	020			0,287			0,287			0,004			0,004			0,263				0,263						0,0 02	0,0 02	80	240 000		
у сільських населених пунктах	025			0,413			0,413			0,006			0,006			0,095				0,095						0,0 02	0,0 02	40	120 000		
0,4 кВ	030		0,00 1			0,262	0,263		0,00 0				0,002	0,002		0,00 1				0,319	0,32							80000	600 000		
У тому числі у міських населених пунктах	035					0,349	0,349						0,003	0,003						0,319	0,319							60000	480 000		
у сільських населених пунктах	040		0,00 3				0,003		0,00 1				0,001			0,00 1				0,001								20000	120 000		
Усього	045	0,37 4	3,15 5	0,319			0,335	4,183	0,001	0,00 2	0,005		0,014	0,022	17,534	49,3 55	0,357			5,764	73,01					0,0 02	0,0 02	80136	1380 000		

* Рівень напруги елемента мережі, відмова або відключення якого призвело до перерви в електропостачанні.

** Заповнюється в першому кварталі за даними попереднього року.