

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова Національної
комісії, що здійснює державне
регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
22.04.2025 № 585

Зміни

до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955

1. У назві та пункті 1 постанови слово «затвердження» замінити словом «схвалення».

2. У Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу:

1) у главі 2:

підпункт 8 пункту 2.2 викласти в такій редакції:

«8) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності проведення робіт по кожному розділу ПРСР, яка, у тому числі, повинна містити детальний опис кожного заходу, оформлений згідно з таблицею 23 додатка 1 до цього Порядку, що включає, зокрема, таку інформацію:

назву та порядковий номер заходу ПРСР відповідно до таблиці 22 додатка 1 до цього Порядку;

характер робіт, що плануються до виконання (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення), та запланований термін виконання цього заходу;

пріоритетність заходу в межах розділу ПРСР із зазначенням основних критеріїв її визначення;

посилання на документи, що передбачають виконання заходу, зокрема: сторінку та пункт погодженої схеми перспективного розвитку (далі – СПР) (із зазначенням передбаченого терміну виконання заходу згідно з СПР), План розвитку системи передачі, План заходів щодо підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг, програму модернізації вузлів обліку електричної енергії по точках комерційного обліку всіх типів, по яких оператор системи розподілу є стороною, відповідальною за точку комерційного обліку, яка погоджена Адміністратором комерційного обліку, та інші документи (концепції, програми, плани, нормативно-правові акти тощо);

посилання на обґрунтовуючі матеріали, що підтверджують необхідність виконання заходу, зокрема:

акти, експертні звіти (висновки) щодо необхідності заміни відповідного обладнання, протоколи замірів (акти, відомості тощо), протоколи випробувань та вимірювань, розпорядчі документи органів державного нагляду/контролю та результати розгляду скарг, на підставі яких захід включено до ПРСР, тощо;

технічне завдання на проєктування, затверджене в установленому порядку;

схвалену, затверджену, погоджену належним чином проєктно-кошторисну документацію та відповідний наказ про її затвердження із зазначенням відповідної кошторисної вартості (за наявності);

експертний висновок щодо розгляду проєктно-кошторисної документації із зазначенням відповідної кошторисної вартості (за наявності);

інформацію щодо існуючого технічного стану відповідних об'єктів та їх складових частин із зазначенням останньої дати проведення реконструкції/технічного переоснащення/відновлення/ремонтних робіт, терміну їх експлуатації, типу та характеристик згідно з технічними паспортами;

обґрунтування необхідності та доцільності виконання заходу ПРСР, що, зокрема, має містити:

відповідні графічні дані щодо розрахунків режимів, карт-схем до та після реалізації запланованих робіт, схемних рішень тощо (у разі зміни схемних рішень);

опис очікуваного результату виконання цього заходу;

інші графічні та табличні дані, що візуалізують/підтверджують необхідність та доцільність виконання заходу;

опис робіт із зазначенням фізичних обсягів та вартості, що заплановані до виконання у прогностичному періоді, та основних техніко-економічних показників проєктно-кошторисної документації (за наявності) (із зазначенням, зокрема, типу та кількості основного обладнання та матеріалів, що плануються до заміни/встановлення).

По заходах, що передбачають демонтаж обладнання/матеріалів, необхідно зазначати інформацію щодо кількості обладнання/матеріалів, що підлягає демонтажу згідно з актами технічного стану, відповідно до розробленої проєктно-кошторисної документації (за наявності) та кількості обладнання/матеріалів, що пропонується до встановлення на заміну демонтованих, із зазначенням інформації щодо подальшого застосування обладнання, що демонтується з причин, не пов'язаних із незадовільним технічним станом.

По заходах, що мають перехідний характер, також зазначаються етапи виконання (план-графік, діаграма Ганта), фізичні обсяги та фінансування по роках із урахуванням фактичного виконання);

для окремих заходів зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання;

опис та розрахунок запланованого економічного ефекту від впровадження заходу (робіт).»;

в абзаці шостому пункту 2.7 знаки та слова «(кредити, фінансова допомога)» виключити;

підпункт 3 пункту 2.8 після слова, аббревіатури та знака «розділів ІІ,» доповнити словами, аббревіатурою та знаками «що повинна відповідати пріоритезації заходів у відповідному ПРСР (за умови належного обґрунтування пріоритезацію можливо змінити),»;

у підпункті 2.9.2 пункту 2.9:

підпункт 8 після речення другого доповнити новим реченням третім такого змісту: «При цьому по заходах ІІ, що передбачають демонтаж

обладнання/матеріалів, необхідно зазначити інформацію щодо плану виведення відповідних активів з регуляторного обліку.», а речення «Для заходів ІП також зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання, та орієнтовний термін проведення відповідної процедури закупівлі» виключити;

після підпункту 8 доповнити новим підпунктом 9 такого змісту:

«9) для окремих заходів ІП також зазначаються відповідні цілі та показники (індикатори), що будуть досягнуті за результатом їх виконання, та орієнтовний термін проведення відповідної процедури закупівлі;».

У зв'язку з цим підпункт 9 вважати підпунктом 10;

у пункті 2.10:

підпункт 1 доповнити знаками, словами та аббревіатурою «, а технічні рішення, застосовані у проектно-кошторисній документації, мають відповідати технічним рішенням у відповідному ПРСР»;

підпункт 4 доповнити новим реченням такого змісту: «При цьому вказані обґрунтовуючі матеріали до заходу ІП повинні відповідати обґрунтовуючим матеріалам до відповідного заходу ПРСР»;

абзац другий пункту 2.11 після слова «заходів» доповнити знаками та словами «, початком виконання яких є прогностичний період,»;

абзац перший пункту 2.14 після слова та знаків «ефективність»,» доповнити знаками та словами «, впровадження та розвитку «розумних мереж»,»;

абзац сьомий пункту 2.20 після слова «розподілу» доповнити словами «за рахунок основних джерел фінансування»;

2) у главі 3:

пункт 3.4 доповнити новим абзацом такого змісту:

«У разі виникнення необхідності внесення змін до переліку заходів ПРСР/ІП за результатом опрацювання оператором системи розподілу зауважень та пропозицій Регулятора до поданих ПРСР/ІП оператор системи розподілу подає на розгляд Регулятору доопрацьований примірник ПРСР/ІП, оформлений, погоджений та обґрунтований з урахуванням вимог КСР та цього Порядку.»;

абзац перший пункту 3.11 викласти в такій редакції:

«3.11. При виникненні особливих обставин, яких оператор системи розподілу не міг передбачити (пов'язаних з усуненням наслідків, що виникли в результаті форс-мажорних обставин, необхідністю виконання робіт для забезпечення стійкості роботи об'єднаної енергетичної системи України, режимними обмеженнями, обґрунтованою зміною технічних рішень, виникненням економії внаслідок виконання заходів та у разі збільшення/доповнення визначених джерел фінансування), оператор системи розподілу має право за власною ініціативою, як правило, протягом місяця за підсумками першого та другого кварталу та/або не пізніше 30 вересня прогностичного періоду звернутися до Регулятора з пропозицією щодо внесення змін до схвалених ПРСР/ІП, оформлених та обґрунтованих відповідно до вимог цього Порядку, з наданням відповідних висновків, розрахунків та інших документів, що підтверджують факт виникнення таких обставин. При цьому у

разі необхідності зміни переліку заходів ПРСР/ІП оператор системи розподілу повинен дотримуватись пріоритетизації, що визначена у схвалених ПРСР/ІП.»;

3) абзац перший пункту 4.2 глави 4 викласти в такій редакції:

«4.2. Виконаними вважаються заходи ІП, по яких підтверджено досягнення цілей та показників (індикаторів), що були визначені у відповідній пояснювальній записці при їх схваленні в ІП, щодо яких здійснено повне фінансування та активи по яких введені в експлуатацію у термін до 31 грудня прогнозного періоду відповідної ІП, що підтверджено такими документами:»;

4) додатки 1 та 2 викласти в новій редакції, що додається;

5) у додатку 3:

у відмітці до додатка слово «затвердження» замінити словом «схвалення»;
розділ 2 викласти в новій редакції, що додається;

6) у додатку 4:

у відмітці до додатка слово «затвердження» замінити словом «схвалення»;
у примітці «*» до таблиці «2. Детальний звіт щодо виконання інвестиційної програми» слова та знаки «власні кошти, інші (розшифрувати), залучені кошти (кредити, фінансова допомога, інші (розшифрувати))» замінити словами та знаками «інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати)»;

7) у додатку 5:

у таблиці «Джерела фінансування ПРСР оператора системи розподілу _____ на _____ роки до і після змін»:
графу 2 рядка 9 після слова «кошти» доповнити знаками та словом «(розшифрувати)»;
рядки 9.1 – 9.3 виключити;
у примітці «****» до таблиці «Перелік та етапи виконання заходів ПРСР оператора системи розподілу _____ на _____ роки до і після змін» слова та знаки «власні кошти, інші (розшифрувати), залучені кошти (кредити, фінансова допомога, інші (розшифрувати))» замінити словами та знаками «інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати)».

Директор Департаменту із регулювання
відносин у сфері енергетики

Андрій ОГНЬОВ

Додаток 1
до Порядку розроблення та подання
на схвалення планів розвитку систем
розподілу та інвестиційних програм
операторів систем розподілу

Затверджено:

Керівник оператора системи
розподілу
МП (за наявності)

План розвитку системи розподілу	
Найменування оператора системи розподілу	
Прогнозний період	

Висновок ОСП

від _____ № _____

Лист Міненерго

від _____ № _____

Лист ДЕН

від _____ № _____

Схвалено НКРЕКП, постанова

від _____ № _____

З М І С Т

№ з/п	Назва	Сторінка
1	2	3
1	Вступ	
2	Фактичні та прогнозні обсяги попиту на електричну енергію та потужність у системі розподілу, обсяги розподілу (у т. ч. транзиту) електричної енергії мережами ОСР, з урахуванням приєднаної потужності УЗЕ та відбору УЗЕ, включаючи УЗЕ, які заплановані до будівництва ОСР	
3	Фактичні та обґрунтовані прогнозні обсяги відпуску електричної енергії виробників електричної енергії, приєднаних до системи розподілу (визначені, де необхідно, у координації з ОСП), з урахуванням приєднаної потужності УЗЕ та відбору УЗЕ, включаючи УЗЕ, які заплановані до будівництва ОСР	
4	Заплановані та прогнозні рівні потужності в кожній точці приєднання системи розподілу до системи передачі та до систем розподілу інших ОСР та/або збільшення потужності для існуючих точок приєднання	
5	Заходи з будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів системи розподілу, включаючи засоби РЗА, ПА і зв'язку, потреба в яких визначена ОСП відповідно до вимог підтримання належного рівня операційної безпеки	
6	Інформація щодо існуючих та нових електроустановок виробництва електричної енергії, УЗЕ, які приєднані та/або мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання та іншої інформації, наявної в ОСР)	
7	Дані щодо прогнозовної потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)	
8	Дані щодо потужності в енерговузлах системи розподілу, урахувуючи формування переліку елементів мережі, що спричиняють обмеження та/або неналежну якість електропостачання споживачів, які потребують виконання заходів щодо підсилення з метою забезпечення інтеграції нового навантаження та виробництва до системи розподілу	
9	Дані щодо завантаження електричних мереж напругою 20 кВ та вище в характерні періоди їх роботи для нормальних та ремонтних режимів для року, що передувє першому року прогнозного періоду, та останнього року прогнозного періоду	
10	Інформація (фактичні та заплановані рівні показників) щодо якості електропостачання (комерційна якість послуг, надійність (безперервність) та якість електроенергії) та заходів, направлених на її підвищення (інформація щодо SAIDI по обладнанню ОСР)	
11	Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії та планів щодо їх встановлення	
12	Інформація щодо запланованого виведення обладнання системи розподілу з експлуатації та оцінка впливу такого виведення	
13	Плани в частині заходів з компенсації реактивної потужності	
14	Інформація щодо заходів з енергоефективності, управління попитом та можливостей використання розподіленої генерації та власних УЗЕ	
15	Плани в частині улаштування «інтелектуального» обліку електричної енергії, інформація щодо заходів, спрямованих на впровадження та розвиток «розумних мереж»	
16	Фактичні та прогнозні витрати електроенергії в системі розподілу та заходи, направлені на їх зниження	
17	Плани щодо реконструкції електричних мереж у точках забезпечення потужності або створення нових точок забезпечення потужності із зазначенням резервів потужності, які створюються при реалізації цих планів для можливості приєднання нових замовників	
18	Заходи з розвитку системи розподілу, що виконуються в рамках виконання Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та/або інших стратегічних документів України.	
19	Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу	
20	Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду	
21	План інвестицій за джерелами фінансування	
22	Перелік та етапи виконання заходів ПРСР оператора системи розподілу	
23	Пояснювальна записка	
24	Додаток 1. Схема електричних з'єднань мереж напругою 20 кВ та вище для року, що передувє першому року прогнозного періоду, та останнього року прогнозного періоду	
25	Додаток 2. Схема нормального режиму електричної мережі напругою 20 кВ та вище	
26	Додаток 3. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання та величини струму короткого замикання для кожного енерговузла (елемента) електричних мереж	
27	Додаток 4. Аналіз досліджених режимів з урахуванням існуючого та прогнозного завантаження системи розподілу	
28	Додаток 5. Розрахункові схеми нормальних, аварійних, ремонтно-аварійних режимів роботи електричної мережі для таких характерних режимів: максимуму навантаження під час зимового періоду; мінімуму навантаження під час зимового періоду; денного зниження навантаження під час зимового періоду; максимуму навантаження під час літнього періоду; мінімуму навантаження під час літнього періоду; денного зниження навантаження під час літнього періоду	
29	Додаток 6. Перелік та технічні дані основного обладнання трансформаторних підстанцій 20 кВ та вище	

Дані щодо прогнозованої потужності приєднання нових електроустановок (на основі заяв про приєднання та доступної потужності в точках забезпечення потужності)

№ з/п	Джерело живлення, ПС 20 - 150 кВ	Встановлена потужність ПС, МВт	Величина навантаження, МВт, зима/літо*	Сумарна потужність, замовлена до приєднання (чинні ТУ), МВт		Реалізовані ТУ, МВт					Заплановані заходи зі створення резерву потужності у ПРСР***
				усього	у т. ч. оплачено/ проавансова но	перший рік прогнозного періоду -6**	перший рік прогнозного періоду -5**	перший рік прогнозного періоду -4**	перший рік прогнозного періоду -3**	перший рік прогнозного періоду -2**	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1											
2											
....											
Усього											-

Примітка:

* Відповідно до останніх режимних замірів.

** Зазначити відповідний рік.

*** Вказати номери заходів згідно з таблицею 22, а також стислий опис запланованих робіт.

Інформація щодо структури показника SAIDI по класу напруги 0,4 - 20 кВ на початок базового періоду з зазначенням заходів, направлених на його покращення в першому році прогнозного періоду*

№ з/п	Найменування структурного підрозділу (РЕМ, ПЕМ, філія тощо)	Диспетчерська назва обладнання	Рівень напруги, кВ	Кількість споживачів, осіб	Кількість відключень, шт.	Загальний час відключень, хв	Частка SAIDI по ОСП	Кількість планових без попередження відключень, шт.	Кількість відключень внаслідок технологічних порушень, шт.	Причини відключень внаслідок технологічних порушень	Запропоновані заходи для покращення показника SAIDI					Примітка
											найменування заходу	рік/роки виконання	орієнтовний обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	джерело фінансування**	найменування відповідної виробничої (цільової) програми***	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1																
2																
...																

Примітка:

* Для запланованих перерв без попередження та незапланованих (аварійних) перерв, пов'язаних із технологічними порушеннями в мережах ОСП.

** Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), за перетоки реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за приєднання, інші (розшифрувати).

*** Необхідно зазначити відповідну виробничу програму: інвестиційну, ремонтну тощо.

Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж системи розподілу									
№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Прогнозний технічний стан на початок першого року прогнозного періоду ПРСР**	Обсяги запланованих робіт на перший рік прогнозного періоду ПРСР**	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					першого року прогнозного періоду ПРСР**	другого року прогнозного періоду ПРСР**	третього року прогнозного періоду ПРСР**	четвертого року прогнозного періоду ПРСР**	п'ятого року прогнозного періоду ПРСР**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км (по трасі)							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
2	ПЛ-110 (154) кВ, усього	км (по трасі)							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
3	ПЛ-35 (27,5) кВ, усього	км (по трасі)							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
4	ПЛ-20 (10, 6) кВ, усього	км (по трасі)							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
5	ПЛ-0,38 кВ, усього	км (по трасі)							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
7	КЛ-110 (154) кВ, усього	км							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
8	КЛ-35 кВ, усього	км							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
9	КЛ-20 (10, 6) кВ, усього	км							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
10	КЛ-0,38 кВ, усього	км							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
11	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								

12	ПС з вищим класом напруги 110 (154) кВ, усього	шт.							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
13	ПС з вищим класом напруги 35 (27,5) кВ, усього	шт.							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 27,5 (20, 10, 6)/0,38 кВ, усього	шт.							
	у доброму стані								
	підлягає реконструкції								
	підлягає капітальному ремонту								
	підлягає повній заміні								
	виведено з експлуатації								
15	Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	шт.							
	у доброму стані								
	зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
16	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (154) кВ, усього	шт.							
	у доброму стані								
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
17	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 у доброму стані	шт.							
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								
18	Силові трансформатори 27,5 (20, 10, 6)/0,38 кВ, усього	шт.							
	у доброму стані								
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ								
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту								

Примітка:

* Оцінку необхідності капітального ремонту або повної заміни ліній електропередачі (ЛЕП) проводити за пріоритетом реального технічного стану, а не з урахуванням періодичності

** Зазначити відповідний рік.

Перелік об'єктів незавершеного нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду												
№ з/п	Найменування об'єктів	Виконання ПВР		Виконання БМР						Пропозиції щодо подальшого виконання (виконати, списати, продати тощо), зазначити роки	Причини невиключення заходу до ПРСР на прогнозний період	Примітка
		Початок (рік, місяць)	Закінчення (рік, місяць)	Початок (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг здійсненого фінансування з початку виконання робіт на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Залишок затвердженої кошторисної вартості на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг фінансування, передбачений в ПРСР на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг фінансування, передбачений в ПРСР на прогнозний період, тис. грн (без ПДВ)			
1	2	3	4	5	6	7	8=6-7	9	10	11	12	13
Усього		—	—	—						—	—	—

Керівник оператора систем

(або особа, яка виконує його обов'язки)

_____ (прізвище, ім'я, по батькові)

" ____ " _____ 20 ____

Головний бухгалтер

(або особа, яка виконує його обов'язки)

_____ (прізвище, ім'я, по батькові)

" ____ " _____ 20 ____

План інвестицій за джерелами фінансування							
№ з/п	Статті джерел фінансування (тис. грн без ПДВ)	перший рік прогнозного періоду ПРСР*	другий рік прогнозного періоду ПРСР*	третій рік прогнозного періоду ПРСР*	четвертий рік прогнозного періоду ПРСР*	п'ятий рік прогнозного періоду ПРСР*	Усього на прогнозовий період ПРСР
1	2	3	4	5	6	7	8=SUM3:7
1	Амортизація						
2	Прибуток на виробничі інвестиції						
3	Прибуток (обов'язкові реінвестиції)						
4	Прибуток (додаткові реінвестиції)						
5	За перетоки реактивної електричної енергії						
6	Дохід від небалансу ТВЕ						
7	Плата за приєднання						
8	Інші (розшифрувати)						
9	Залучені кошти (розшифрувати)						
	Усього						

Примітка:

* Зазначити відповідний рік.

Керівник оператора системи розподілу

(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

«___» _____ 20__

МП (за наявності)

Перелік та етапи виконання заходів ПРСР оператора системи розподілу _____ на _____ роки

[illegible]

Продовження додатка 1																			
II	ВІПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ																		
	Усього за розділом II																		
III	ВІПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК АС ДТК																		
	Усього за розділом III																		
IV	ВІПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ																		
	Усього за розділом IV																		
V	ВІПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК СИСТЕМ ВРЯЗКУ																		
	Усього за розділом V																		
VI	ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕКОНАННЯ ТА ЗАКУПИВЛЯ КОЛІСНОЇ ТЕХНІКИ																		
	Усього за розділом VI																		
VII	ІНШЕ																		
	Усього за розділом VII																		
	Усього за ПРСР																		

Примітка:
* Вказати число, що дорівнює висхідній пріоритетності заходу за принципом наскрєної нумерації, починаючи з одиниці - найвищий пріоритет, окремо за кожним розділом ПРСР для заходів першого року програмного періоду.
** Держана ліній електропередачі вказується по три
*** Вказати відповідний рік.
**** Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (добавкові реінвестиції), за переток реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за приєднання, інші (розрахувати), залучені кошти (розрахувати).

Керівник оператора системи р
(або особа, яка виконує його обє

(підпис)
МП (за наявності)

« » 20 року

(прізвище, ім'я, по батькові)

*** Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (об'єм/якісві реінвестиції), прибуток (додатковий реінвестиції), за переотом реактивної електричної енергії, дохід від небалану ТПЕ, плата за приладдя, інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати)

Керівник оператора сис. _____ (підпис) _____ (прізвище, ім'я, по батькові)
(або особа, яка виконує її МП (за наявності)
«___» _____ 20__ року

23. Форма детального опису заходу	
1. Номер та назва заходу	
2. Характер робіт та термін виконання заходу	
3. Пріоритетність заходу	
4. Посилання на сторінку та пункти документа, що передбачають виконання заходу	
5. Посилання на обґрунтовуючі матеріали, що підтверджують необхідність виконання заходу	
6. Інформація щодо існуючого стану	
7. Обґрунтування необхідності та доцільності виконання заходу	
8. Опис робіт/закупівлі	
9. Цілі та показники (індикатори)	
10. Економічний ефект	
11. Примітки	

Додаток 2
до Порядку розроблення та подання
на схвалення планів розвитку систем
розподілу та інвестиційних програм
операторів систем розподілу

Інвестиційна програма	
Найменування оператора системи розподілу	
Прогнозний період	з до
П'ятирічний період	з до

1. Перелік об'єктів незавершеного нового будівництва, технічного переоснащення та реконструкції																
№ з/п	Найменування заходів	Одиниця виміру	Кількість	Виконання ПВР			Виконання БМР					Обсяг фінансування, передбачений в ІП на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг фінансування, передбачений в ІП на прогнозний період, тис. грн (без ПДВ)	Пропозиції щодо подальшого виконання (з вказанням термінів виконання, найменування виробничої програми тощо)	Причини невиключення заходу до ІП на прогнозний період	Примітка
				Початок (рік)*	Закінчення (рік)*	Кошторисна вартість заходу, схвалена** в ІП, тис. грн (без ПДВ)	Початок (період ІП)	Продовження виконання (період ІП)	Кошторисна вартість заходу, схвалена** в ІП, тис. грн (без ПДВ)	Обсяг здійсненого фінансування з початку виконання робіт на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Залишок схваленої** в ІП кошторисної вартості на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12=10-11	13	14	15	16	17
1	ЛЕП (КЛ, ПЛ), з них:															
1.1	110 кВ (220, 150 кВ)															
1.1.1																
1.2	35 кВ															
1.2.1																
1.3	6-20 кВ															
1.3.1																
1.4	0,4 кВ															
1.4.1																
2	ПС, РП та ТП, з них:															
2.1	110 кВ (220, 150 кВ)															
2.1.1																
2.2	35 кВ															
2.2.1																
2.3	6-20 кВ															
2.3.1																
3	Інше															
3.1																
Усього		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

* - у разі виконання ПВР у складі ІП, у графі вказати період відповідної ІП

** - у разі відсутності кошторисної вартості, схваленої в ІП, у графі зазначається кошторисна вартість відповідно до розробленої та затвердженої проєктно-кошторисної документації

Керівник оператора системи розподілу
(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

"__"____20__ року

М. П. (за наявності)

Головний бухгалтер
(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

"__"____20__ року

2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми			
№ з/п	Статті джерел фінансування	Розподіл по роках, тис. грн (без ПДВ)	
		базовий період	прогнозний період
1	2	3	4
1	Амортизація		
2	Прибуток на виробничі інвестиції		
3	Прибуток (обов'язкові реінвестиції)		
4	Прибуток (додаткові реінвестиції)		
5	За перетоки реактивної електричної енергії		
6	Дохід від небалансу ТВЕ		
7	Плата за приєднання		
8	Інші (розшифрувати)		
9	Залучені кошти (розшифрувати)		
	Усього:		

Примітка:

* Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), за перетоки реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за приєднання, інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати).

Керівник оператора системи розподілу
(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

(прізвище, ім'я, по батькові)

" ____ " _____ 20__ року

МП (за наявності)

3. План інвестицій за джерелами фінансування інвестиційної програми на 5 років						
№ з/п	Статті джерел фінансування	Розподіл по роках, тис. грн (без ПДВ)				
		(прогнозований період)*	(прогнозований період+1)*	(прогнозований період+2)*	(прогнозований період+3)*	(прогнозований період+4)*
1	2	3	4	5	6	7
1	Амортизація					
2	Прибуток на виробничі інвестиції					
3	Прибуток (обов'язкові реінвестиції)					
4	Прибуток (додаткові реінвестиції)					
5	За перетоки реактивної електричної енергії					
6	Дохід від небалансу ТВЕ					
7	Плата за приєднання					
8	Інші (розшифрувати)					
9	Залучені кошти (розшифрувати)					
	Усього					

* Зазначити відповідний рік.

4. Узагальнений технічний стан об'єктів електричних мереж					
№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Одиниця виміру	Технічний стан на початок прогнозного періоду	Обсяги запланованих робіт на прогнозний період	Прогнозний технічний стан на кінець прогнозного періоду з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6
1	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
2	ПЛ-110 (150) кВ, усього	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
3	ПЛ-35 кВ, усього	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
4	ПЛ-20, 10(6) кВ, усього	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
5	ПЛ-0,4 кВ, усього	км (по трасі)			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
6	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
7	КЛ-110 (150) кВ, усього	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
8	КЛ-35 кВ, усього	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
9	КЛ-20, 10(6) кВ, усього	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
10	КЛ-0,4 кВ, усього	км			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
11	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				

12	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
13	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 20, 10(6) кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
	підлягає повній заміні				
	виведено з експлуатації				
15	Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				
16	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				
17	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				
18	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 20 кВ, усього	шт.			
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту				
	виведено з експлуатації				

* Оцінку необхідності капітального ремонту або повної заміни обладнання ПС, РП, ТП та ліній електропередачі (ЛЕП) проводити за пріоритетом реального технічного стану, а не з урахуванням періодичності капітального ремонту.

4.1. Характеристика електричних мереж						
№ з/п	Назва показника	Одиниці виміру	Станом на початок прогнозного періоду		Очікується станом на кінець прогнозного періоду з урахуванням інвестиційної програми	
1	2	3	4		5	
1	Довжина повітряних ліній електропередачі, усього по колах	км				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	км/%				
	напругою 150 кВ	км/%				
	напругою 110 кВ	км/%				
	напругою 35 кВ	км/%				
	напругою 20 кВ	км/%				
	з них на дерев'яних опорах	км/%				
	напругою 10 кВ	км/%				
	з них на дерев'яних опорах	км/%				
	напругою 6 кВ	км/%				
	з них на дерев'яних опорах	км/%				
	напругою 0,4 кВ і нижче	км/%				
	з них на дерев'яних опорах	км/%				
	з проводом сталевим (ПС)	км/%				
	з ізолюваним проводом (магістральним)	км/%				
	вводи в будинки 0,4 кВ, усього	шт./км				
	у т. ч. з ізолюваними проводами	км/%				
2	Довжина кабельних ліній електропередачі, усього	км				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	км/%				
	з них працюють понад 30 років	км/%				
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%				
	напругою 110 кВ	км/%				
	з них працюють понад 30 років	км/%				
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%				
	напругою 35 кВ	км/%				
	з них працюють понад 30 років	км/%				
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%				
	напругою 20 кВ	км/%				
	з них працюють понад 30 років	км/%				
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%				
	напругою 10 кВ	км/%				
	з них працюють понад 30 років	км/%				
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%				
	напругою 6 кВ	км/%				
	з них працюють понад 30 років	км/%				
	з ізоляцією зі зшитого поліетилену	км/%				
	напругою 0,4 кВ і нижче	км/%				
	з них працюють понад 30 років	км/%				
3	Кількість власних знижувальних ПС 35 – 220 кВ та потужність силових трансформаторів на них, усього	шт./МВА				
	у т. ч.:					
	220 кВ	шт./МВА				
	150 кВ	шт./МВА				
	110 кВ	шт./МВА				
	35кВ	шт./МВА				
4	Кількість власних знижувальних ПС 35 – 220 кВ, усього, з них такі, які мають:	шт.				
	два і більше трансформаторів	шт./%				
	два і більше джерел живлення	шт.				
	телемеханіку в повному обсязі	шт./%				
	пристрої компенсації ємнісного струму	шт.				
	пристрої компенсації реактивної потужності	шт.				

5	Кількість та потужність силових трансформаторів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 6 – 220 кВ (без трансформаторів для підключення заземлювальних реакторів та трансформаторів власних потреб), усього	шт./МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
	у т. ч.:						
	напругою 220 кВ	шт./%/МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
	напругою 110 кВ (150 кВ)	шт./%/МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
	напругою 35 кВ	шт./%/МВА					
	з них працюють понад 25 років	шт./%/МВА					
	напругою 20 кВ	шт./%/МВА					
6	Кількість короткозамикачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього	шт.					
	з них потребують заміни	шт./%					
	у т. ч.:						
	напругою 220 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 150 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 110 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 35 кВ	шт.					
7	Кількість відокремлювачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього	шт.					
	з них потребують заміни	шт./%					
	у т. ч.:						
	напругою 220 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 150 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 110 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 35 кВ	шт.					
8	Кількість роз'єднувачів, встановлених на знижувальних підстанціях напругою 35 – 220 кВ, усього	шт.					
	з них потребують заміни	шт./%					
	у т. ч.:						
	напругою 220 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 150 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 110 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 35 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 20 кВ	шт.					
	з них потребують заміни	шт.					
	напругою 10 кВ	шт.					

9	Кількість вимикачів, встановлених на об'єктах електричних мереж напругою 6 – 220 кВ, усього	шт.				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ, з них:	шт.				
	масляних	шт.				
	повітряних	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
	напругою 150 кВ, з них:	шт.				
	масляних	шт.				
	повітряних	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
	напругою 110 кВ, з них:	шт.				
	масляних	шт.				
	повітряних	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
	напругою 35 кВ, з них:	шт.				
	масляних	шт.				
	повітряних	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
	напругою 20 кВ, з них:	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
	напругою 6 – 10 кВ, з них:	шт.				
	масляних	шт.				
	повітряних	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
10	Кількість вимикачів, що відпрацювали термін служби	шт./%				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	шт./%				
	напругою 150 кВ	шт./%				
	напругою 110 кВ	шт./%				
	напругою 35 кВ	шт./%				
	напругою 20 кВ	шт./%				
	напругою 6 – 10 кВ	шт./%				
11	Кількість вимикачів, що не відповідають струмам короткого замикання в електромережі, але експлуатуються, усього	шт.				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	шт.				
	напругою 150 кВ	шт.				
	напругою 110 кВ	шт.				
	напругою 35 кВ	шт.				
	напругою 20 кВ	шт.				
	напругою 6 – 10 кВ	шт.				
12	Кількість реклоузерів, установлених на об'єктах електричних мереж напругою 6 – 35 кВ, усього	шт.				
	у т. ч.:					
	напругою 35 кВ, з них:	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
	напругою 20 кВ, з них:	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
13	напругою 6 – 10 кВ, з них:	шт.				
	вакуумних	шт.				
	елегазових	шт.				
	Кількість реклоузерів, що відпрацювали термін служби	шт./%				
	у т. ч.:					
	напругою 35 кВ	шт./%				
	напругою 20 кВ	шт./%				
	напругою 6 – 10 кВ	шт./%				

14	Кількість і потужність підстанцій 6 – 20/0,4 кВ, усього	шт./МВА				
	з них працюють понад 25 років	шт./%				
	у т. ч.:					
	відкритих	шт./%				
	однотрансформаторних	шт./%				
	з них щоглових	шт./%				
	двотрансформаторних	шт./%				
	закритих	шт./%				
	однотрансформаторних	шт./%				
	двотрансформаторних	шт./%				
	вбудованих у РП	шт./%				
15	Кількість РП 6 – 20 кВ, усього	шт.				
	з них працюють понад 25 років	шт./%				
16	Кількість повітряних фідерів 6 – 20 кВ, усього	шт.				
	у т. ч.:					
	довжиною з відгалуженнями до 15 км	шт./%				
	довжиною з відгалуженнями від 15 до 50 км	шт./%				
	довжиною з відгалуженнями понад 50 км	шт./%				
17	Кількість лінійних та підстанційних роз'єднувачів напругою 6 – 20 кВ, усього	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
18	Кількість вимикачів навантаження 6 – 20 кВ, усього	шт.				
	з них потребують заміни	шт./%				
19	Довжина грозозахисного троса по трасі ПЛ 35 – 220 кВ, усього	км				
	з них підлягають заміні та відновленню	км/%				
	у т. ч.:					
	на лініях напругою 220 кВ	км/%				
	на лініях напругою 150 кВ	км/%				
	на лініях напругою 110 кВ	км/%				
20	Кількість обмежувачів перенапруги (ОПН), усього	шт.				
	у т. ч.:					
	напругою 220 кВ	шт.				
	напругою 150 кВ	шт.				
	напругою 110 кВ	шт.				
	напругою 35 кВ	шт.				
	напругою 6 – 20 кВ	шт.				

4.2. Інформація щодо лічильників електричної енергії на початок прогнозного періоду

У непубутових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку, усього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.			
			усього	у тому числі:		
				на балансі		з простроченим терміном повірки
				оператора системи розподілу	споживачів	
1	2=3+4	3	4=5+6=8+16	5	6	7
1 - фазні						
3 - фазні						
Разом						

У малих непубутових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку, усього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.			
			усього	у тому числі:		
				на балансі		з простроченим терміном повірки
				оператора системи розподілу	споживачів	
1	2=3+4	3	4=5+6=8+16	5	6	7
1 - фазні						
3 - фазні						
Разом						

У побутових споживачів

Лічильники	Кількість точок обліку, усього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	Кількість установлених лічильників, шт.					
			усього	у тому числі:				
				на балансі		з простроченим терміном повірки	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 2 зонам доби	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 3 зонам доби
				оператора системи розподілу	споживачів			
1	2=3+4	3	4=5+6=10+18	5	6	7	8	9
1 - фазні								
3 - фазні								
Разом								

Усього

Лічильники	Кількість точок обліку, усього, шт.	Кількість безоблікових точок обліку, шт.	усього	Кількість установлених лічильників, шт.				
				у тому числі:				
				на балансі		з простроченим терміном повірки	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 2 зонам доби	на основі показників яких здійснюються розрахунки по 3 зонам доби
				оператора системи розподілу	споживачів			
1	2=3+4	3	4=5+6=10+18	5	6	7	8	9
1 - фазні								
3 - фазні								
Разом								

Примітка:
* Зазначити відповідний рік.

У непобутових споживачів (продовження)

[illegible]

У малих непобутових споживачів (продовження)

[illegible]

У побутових споживачів (продовження)

[illegible]

Усього (продовження)

[illegible]

4.2.1. Стан обліку електричної енергії у населення на початок прогнозного періоду								
Загальна кількість точок обліку	Кількість точок обліку у сільській місцевості	Кількість точок обліку у містах	Прилади обліку					
			відсутні	інтегральні		інтервальні (багатозонні)	інтелектуальні (smart meters) з можливістю дистанційного зчитування	
							інформаційно об'єднані із автоматизованою системою обліку оператора системи розподілу	не включені до автоматизованої системи обліку оператора системи розподілу
1	2	3	4	5	6	7	8	9

4.2.2. Пооб'єктний перелік улаштування інтелектуального обліку на прогнозний період													
з/п	Джерело живлення (ПС/РП)	Назва (номер) ТП	Потужність ТП	Перелік обладнання для організації комерційного обліку, шт.						Перелік обладнання для організації технічного обліку, шт.			
				1-ф лічильники у побутових споживачів	3-ф лічильники у побутових споживачів	1-ф лічильники у непоміщових споживачів, де ОСР є ВТКО	3-ф лічильники у непоміщових споживачів, де ОСР є ВТКО	комунікаційний контролер 1-тр	комунікаційний контролер 2-тр**	номінал вимірювального ТС 1-тр	номінал вимірювального ТС 2-тр	номінал вимірювального ТС N-тр	кількість лічильників
1	ПС/РП-1	ТП-1											
2		ТП-2											
3		ТП-...											
4	ПС/РП-2	ТП-1											
5		ТП-2											
6		ТП-...											
7	ПС/РП-...	ТП-1											
8		ТП-2											
9		ТП-...											
....													
Усього			*										

* - не заповнюється

** - заповнюється, також у разі застосування універсального контролера

4.2.4. Стан обліку електричної енергії у населення					
№ з/п	Лічильники зі строком експлуатації	Наявний стан на початок прогнозного періоду		Прогнозний стан на кінець прогнозного періоду	
		кількість, шт.	відсоток від загальної кількості	кількість, шт.	відсоток від загальної кількості
1	2	3	4	5	6
1	до 8 років				
2	8 – 20 років				
3	20 – 30 років				
4	більше 30 років				
5	відсутні				
6	усього				

4.3. Стан комерційного обліку електричної енергії на початок прогнозного періоду*												
№ з/п	Найменування підстанцій (станцій) та приєднань	Рівень напруги ЛЕП, кВ	Клас точності лічильника (необхідний)	Клас точності лічильника (наявний)	Тип лічильника прийому/ віддачі	Виробник лічильників	Відповідність лічильника вимогам Кодексу комерційного обліку електричної енергії**	Річний обсяг розподілу електричної енергії через точку обліку, тис. кВт·год	Відповідність точки комерційного обліку вимогам Кодексу комерційного обліку електричної енергії**	Наявність дублюючого лічильника	Кількість трансформаторів напруги, що підлягають заміні (встановленню), шт.	Кількість трансформаторів струму, що підлягають заміні (встановленню), шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Усього												

Примітка:

* Указати всі точки комерційного обліку з суміжними операторами систем розподілу.

** Кодекс комерційного обліку електричної енергії, затверджений постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311.

4.3.1 Стан обліку на ТП на початок прогнозного періоду						
Кількість ТП 6,10,20/0,4 кВ на балансі ОСР		Кількість ТП 6,10,20/0,4 кВ обладнаних засобами обліку, шт.		Кількість ТП 6,10,20/0,4 кВ не обладнаних засобами обліку, шт.	ЗВТ, що потребують встановлення/заміни, шт.	
		без можливості дистанційного доступу до даних	з можливістю дистанційного доступу до даних		ТС	лічильники
1-тр						
2-тр						
.....						
Усього						

4.4. Стан обліку на ПС/РП на початок прогнозного періоду

Рівень ПС/РП, кВ			
Кількість ПС/РП, шт.			
Кількість ПС/РП, де організовано канали зв'язку, шт.			
Кількість ПС/РП, де не організовано канали зв'язку, шт.			
Кількість ПС/РП, де ЗВТ відсутні, шт.:			
У тому числі потребують встановлення:	лічильники	ТС	ТН
Кількість ПС/РП, де ЗВТ не відповідають вимогам НД, шт.:			
У тому числі потребують заміни:	лічильники	ТС	ТН
Усього			

4.5. Стан комп'ютерної техніки на початок прогнозного періоду		
Група за роком випуску	Кількість, шт.	%
Комп'ютери до (базовий період-4)* року випуску		
Комп'ютери (базовий період-3)* року випуску		
Комп'ютери (базовий період-2)* року випуску		
Комп'ютери (базовий період-1)* року випуску		
Комп'ютери (базовий період)* року випуску		
Усього		

* Зазначити відповідний рік.

4.6. Узагальнений порівняльний аналіз змін технічного стану колісних транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі *						
№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Показник на кінець року			
			(базовий період-2)**	(базовий період-1)**	(базовий період)**	(прогнозований період)** з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6	7
1	Загальна кількість колісної техніки	шт.				
	з неї підлягає списанню	шт.				
		%				
1.1	Автокрани	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.2	Автобурові машини	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.3	Бурильно-кранові машини	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.4	Автовежі телескопічні та підіймачі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
	у т. ч. на базі тракторів	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.5	Електролабораторії	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.6	Автомобілі (вахтові) для перевезення бригад робітників	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
	у т. ч. для оперативних виїзних бригад (ОВБ)	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.7	Вантажні автомобілі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.8	Автомобілі для перевезення вантажів та пасажирів	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.9	Автомобілі з кузовами типів фургон, пікап	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.10	Автобуси категорій М3 та М2 ("мікроавтобуси")	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.11	Легкові автомобілі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.12	Трактори і механізми, виконані на їх базі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.13	Причепи, напівпричепи	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.14	Автомайстерні	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.15	Спеціальні легкові автомобілі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.16	Спеціальні автомобілі, виконані на шасі вантажівок	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.17	Автонавантажувачі	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				
1.18	Інші види колісної техніки (розшифрувати)	шт.				
	з них підлягають списанню	шт.				
		%				

* У тому числі орендованих на довгостроковий період (більше року).

** Зазначити відповідний рік.

4.6.1. Аналіз колісної техніки станом на початок прогнозного періоду

№ з/п	Марка колісної техніки	Призначення (тип)	Рік випуску	Нормативний строк експлуатації, років	Належність (структурний підрозділ, служба, РЕМ)	Витрати пального*, л/100 км	Витрати на технічне обслуговування та ремонт, тис. грн (без ПДВ)		Залишкова вартість, тис. грн (без ПДВ)	Підстава для списання/ заміни	Пропонується для заміни				
							за місяць	щорічні			марка	призначення (тип)	орієнтовна вартість, тис. грн (без ПДВ)	витрати пального*, л/100 км	витрати на технічне обслуговування та ремонт, тис. грн (без ПДВ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

* Для спеціальних машин та механізмів, виконаних на колісних шасі, додатково враховувати витрати пального для роботи механізму (л/мотогодину).

4.6.2. Розрахунок економічної ефективності закупівлі колісної техніки на прогнозний період

[illegible]

4.7. Витрати електричної енергії*							
Показник		(базовий період-5)		(базовий період-4)		(базовий період-3)	
		млн кВт·год	%	млн кВт·год	%	млн кВт·год	%
Сальдоване надходження електричної енергії	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						
Нормативні технологічні витрати	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						
Звітні технологічні витрати	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						

Показник		(базовий період-2)		(базовий період-1)		(базовий період)	
		млн кВт·год	%	млн кВт·год	%	млн кВт·год	%
Сальдоване надходження електричної енергії	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						
Нормативні технологічні витрати	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						
Звітні технологічні витрати	Усього, у т. ч.:						
	1 клас						
	2 клас						

Примітка:

*Графи «млн кВт·год» та «%» заповнюються відповідно до форми ІБ-ТВЕ.

4.8. Загальна характеристика оператора системи розподілу в динаміці за останні п'ять років						
№ з/п	Параметри	Показник на кінець року *				
		(базовий період-4)	(базовий період-3)	(базовий період-2)	(базовий період-1)	(базовий період)
1	Площа території, на якій здійснюється ліцензована діяльність, км ²					
2	Кількість споживачів (абонентів) оператора системи розподілу:					
	у тому числі по 2 класу напруги					
	з них населення					
3	Загальна довжина електричних мереж, км **					
	з них повітряних:					
	220 кВ					
	110 (150) кВ					
	35 кВ					
	20,10 (6) кВ					
	0,38 кВ					
	кабельних:					
	220 кВ					
	110 (150) кВ					
	35 кВ					
	20,10 (6) кВ					
	0,38 кВ					
4	Сумарна потужність власних трансформаторів, МВА:					
	220 кВ					
	110 (150) кВ					
	35 кВ					
	20,10 (6) кВ					
5	Середньооблікова чисельність персоналу, осіб					
6	Нормативна чисельність персоналу, осіб					
7	Середньомісячна заробітна плата працівників, грн					
8	Річний обсяг розподілу електричної енергії, млн кВт·год					
	прогноз					
	факт					
9	Річна виручка від розподілу електричної енергії, тис. грн					
10	Операційні витрати з розподілу електричної енергії, тис. грн					
11	Прибуток, усього, тис. грн					
	від діяльності з розподілу					
12	База нарахування прибутку, тис. грн					
13	Сума залучених інвестицій, тис. грн					
14	Норма прибутку на базу нарахування, %					
15	Втрати електричної енергії в мережах, %					
16	Обсяг основних фондів в умовних одиницях, усього					
	Ліній електропередач					
	Підстанцій					
	Релейного захисту та автоматики					
	Зв'язку та обчислювальної техніки					

Примітка:

* У графах зазначити відповідні роки.

** Без довжини введів в індивідуальні житлові будинки та довжини внутрішньобудинкових мереж.

5. Загальний опис робіт									
№ з/п	Цільові програми	Усього на роки (прогнозний період) - (прогнозний період+4)		У т. ч. по роках:					
				(прогнозний період)		(прогнозний період+1)	(прогнозний період+2)	(прогнозний період+3)	(прогнозний період+4)
		тис. грн (без ПДВ)	%	тис. грн (без ПДВ)	%	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)
1	Нове будівництво, технічне переоснащення та реконструкція електричних мереж та обладнання								
2	Впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії								
3	Впровадження та розвиток автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного керування (АСДТК)								
4	Впровадження та розвиток інформаційних технологій								
5	Впровадження та розвиток систем зв'язку								
6	Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки								
7	Інше								
Усього									

Керівник оператора системи розподілу
(або особа, яка виконує його обов'язки)

"__" ____ 20__ року

(підпис)

М. П. (за наявності)

(прізвище, ім'я, по батькові)

[illegible]

5.1.1. Обсяги нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж									
№ з/п	Інвентарний номер об'єкта	Найменування енергооб'єкта, його місцезнаходження та потужність	Вартість одиниці, тис. грн (без ПДВ)	Обсяги робіт та фінансування ПЛ, КЛ/ПС		Наявність проектної документації (дата і номер документа про її затвердження)*	Спосіб виконання робіт (підрядний/ господарський)	Рік будівництва або попередньої реконструкції	Примітка
				км/шт.	вартість, усього, тис. грн (без ПДВ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.1		ПЛ-110 (150, 220) кВ, усього							
1.1.1		нове будівництво, усього							
1.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
1.2.1									
2		ПЛ-35 кВ, усього							
2.1		нове будівництво, усього							
2.1.1									
2.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
2.2.1									
3		ПЛ-20, 10(6) кВ, усього							
3.1		нове будівництво, усього							
3.1.1									
3.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
3.2.1		реконструкція/технічне переоснащення без улаштування розвантажувальних ТП							
3.2.1.1									
3.2.2		реконструкція/технічне переоснащення з улаштуванням розвантажувальних ТП							
3.2.2.1									
4		ПЛ-0,4 кВ, усього							
4.1		нове будівництво, усього							
4.1.1									
4.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
4.2.1									
5		КЛ-110 кВ, усього							
5.1		нове будівництво, усього							
5.1.1									
5.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
5.2.1									
6		КЛ-35 кВ, усього							
6.1		нове будівництво, усього							
6.1.1									
6.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
6.2.1									
7		КЛ-20, 10(6) кВ, усього							
7.1		нове будівництво, усього							
7.1.1									
7.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
7.2.1									
8		КЛ-0,4 кВ, усього							
8.1		нове будівництво, усього							
8.1.1									
8.2		реконструкція/технічне переоснащення, усього							
8.2.1									
9		ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього							
9.1		нове будівництво, усього							
9.1.1									
9.2		реконструкція, усього							
9.2.1									
9.3		технічне переоснащення, усього							
9.3.1									
10		ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього							
10.1		нове будівництво, усього							
10.1.1									
10.2		реконструкція, усього							
10.2.1									
10.3		технічне переоснащення, усього							
10.3.1									
11		ТП, РП-20, 10(6) кВ, усього							
11.1		нове будівництво, усього							
11.1.1									
11.2		реконструкція, усього							
11.2.1									
11.3		технічне переоснащення, усього							
11.3.1									
12		Інше, усього							
12.1									
Усього						—	—	—	—

* За наявності проектної документації зазначити дату і номер документа про її затвердження.

У разі відсутності проектної документації зазначити дату, до якої планується виготовлення цієї документації.

5.2. Впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії

[illegible]

5.3. Впровадження та розвиток АСДТК									
№ з/п	Складові цільової програми	Усього на роки (прогнозний період) - (прогнозний період+4)		У т. ч. по роках:					
				(прогнозний період)		(прогнозний період+1)	(прогнозний період+2)	(прогнозний період+3)	(прогнозний період+4)
		тис. грн (без ПДВ)	%	усього на рік		тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Придбання та впровадження засобів диспетчерсько-технологічного керування замість морально і фізично зношених та для розширення наявних, у т. ч.:								
1.1	Система керування й отримання даних								
1.2	Телемеханіка підстанцій								
1.3	Архіватори мови								
1.4	Цифрові реєстратори подій								
2	Інше								
	Усього								

5.3.1. Стан телемеханізації на початок прогнозного періоду					
Рівень ПС/РП, кВ	Кількість ПС/РП, шт.	Телемеханізовано:		Відсутня телемеханіка, шт.	Потребує встановлення/ модернізації, шт.
		нова телемеханіка, шт.	застаріла телемеханіка, шт.		

5.4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій									
№ з/п	Складові цільової програми	Усього на роки (прогнозний період) - (прогнозний період+4)		У т. ч. по роках:					
				(прогнозний період)		(прогнозний період+1)	(прогнозний період+2)	(прогнозний період+3)	(прогнозний період+4)
		тис. грн (без ПДВ)	%	усього на рік		тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)
				тис. грн (без ПДВ)	%				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Закупівля нових та технічне переоснащення наявних апаратних засобів інформатизації, у т. ч.:								
1.1	закупівля та технічне переоснащення робочих станцій								
1.2	закупівля та технічне переоснащення серверів								
1.3	закупівля та технічне переоснащення активного обладнання комп'ютерних мереж								
1.4	побудова та технічне переоснащення структурованих кабельних мереж								
1.5	інші засоби інформатизації								
2	Закупівля системного програмного забезпечення, у т. ч.:								
2.1	для робочих станцій								
2.2	для серверів								
2.3	інше								
3	Закупівля та технічне переоснащення прикладного програмного забезпечення, у т. ч.:								
3.1	офісного								
3.2	захисту інформації								
3.3	геоінформаційних систем								
3.4	систем електронного документообігу								
3.5	білінгових систем								
3.6	систем керування взаємовідносинами зі споживачами								
3.7	інформаційних систем управління виробництвом								
3.8	інше								
4	Впровадження та технічне переоснащення кол-центрів								
5	Інше								
	Усього								

5.5.1. Етапи впровадження системи зв'язку											
№ з/п	Назва складової частини проєкту	Період реалізації складової частини проєкту	Вартість реалізації складової частини проєкту відповідно до проєктної документації, тис. грн (без ПДВ)	Фактичне фінансування реалізації складової частини проєкту станом на дату початку базового періоду, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування реалізації складової частини проєкту, передбачене інвестиційною програмою на базовий період, тис. грн (без ПДВ)	Фінансування, передбачене на реалізацію складової частини проєкту інвестиційною програмою на прогнозний період, тис. грн (без ПДВ)	Сума коштів, необхідна для завершення реалізації складової частини проєкту з розбивкою по роках, тис. грн (без ПДВ)				Примітка
							(прогнозний період+1)	(прогнозний період+2)	(прогнозний період+3)	(прогнозний період+4)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Упровадження та розвиток магістральних ліній зв'язку, у тому числі:										
2	Упровадження та розвиток ліній зв'язку «останньої милі», у тому числі:										
3	Установлення та заміна каналоутворювального та комутаційного обладнання (зокрема АТС), у тому числі:										
4	Упровадження та розвиток локальних обчислювальних мереж (зокрема СКС), у тому числі:										
Усього											

Керівник оператора системи розподілу
(або особа, яка виконує його обов'язки)

"__" _____ 20__ року

(підпис)

М. П.

(прізвище, ім'я, по батькові)

5.6. Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки

5.6. Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки										
№ з/п	Складові цільової програми	Усього на роки (прогнозний період) - (прогнозний період+4)		У т. ч. по роках:						
				(прогнозний період)		(прогнозний період+1)	(прогнозний період+2)	(прогнозний період+3)	(прогнозний період+4)	
		тис. грн (без ПДВ)	%	усього на рік		економічний ефект (окупність у роках)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)
				тис. грн (без ПДВ)	%					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Усього										

[illegible]

[illegible]

2. Впровадження та розвиток комерційного обліку електричної енергії																					
Усього за розділом 2:																					
3. Впровадження та розвиток АС/ДТК																					
Усього за розділом 3:																					
4. Впровадження та розвиток інформаційних технологій																					
Усього за розділом 4:																					
5. Впровадження та розвиток систем зв'язку																					
Усього за розділом 5:																					
6. Технічне переоснащення та закупівля колісної техніки																					
Усього за розділом 6:																					
7. Інше																					
Усього за розділом 7:																					
Усього за програмою:																					

Примітка:
* Довжина ліній електропередачі вказується по трасі ліній.
** Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), за перетоки реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТВЕ, плата за приєднання, інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати).

Керівник оператора системи розподілу
(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

" ____ " _____ 20 ____ року

(прізвище, ім'я, по батькові)

МП (за наявності)

7. Форма детального опису заходу	
1. Номер та назва заходу	
2. Характер робіт та термін виконання заходу	
3. Пріоритетність заходу	
4. Посилання на сторінку та пункт схваленого ПРСР та інші документи, що передбачають виконання заходу	
5. Посилання на обґрунтовуючі матеріали, що підтверджують необхідність виконання заходу	
6. Інформація щодо існуючого стану	
7. Обґрунтування необхідності та доцільності виконання заходу	
8. Опис робіт/закупівлі	
9. Цілі та показники (індикатори)	
10. Економічний ефект	
11. Примітки	

2. Детальний звіт щодо виконання Плану розвитку системи розподілу

№ з/п	Пріоритетність заходу*	Найменування заходів ПРСР	Одиниця виміру, шт./км	Заплановано на прогнозований період ПРСР		Заплановано на звітний період		Профінансовано за звітний період		Залишилось не профінансовано		Джерело фінансування***	Стислий опис профінансованих робіт	Причини невиконання запланованих заходів у звітному періоді з обґрунтуванням. Пропонції щодо включення невиконаних заходів до ПРСР на майбутні періоди
				кількість**	вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість**	вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість**	вартість, тис. грн (без ПДВ)	кількість**	вартість, тис. грн (без ПДВ)			
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10=6-8	11=7-9	12	13	14
1		ПОВЕДІЛКОВИЙ, РЕКОНСТРУКЦІЙ ТА ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ОБЛАДНАННЯ												
1.1		Нове будівництво об'єктів системи розподілу												
1.1.1		Підстанції напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т.ч.:												
1.1.2														
1.2		Підстанції напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т.ч.:												
1.2.1														
1.2.2														
1.3		Ліній електропередачі напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т.ч.:												
1.3.1														
1.3.2														
1.4		Ліній електропередачі напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т.ч.:												
1.4.1														
1.4.2														
1.5														
2		Усього (сума по п.1.1-1.4)												
2		Реконструкція, технічне перенесення об'єктів системи розподілу												
2.1		Підстанції напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т.ч.:												
2.1.1														
2.1.2														
2.2		Підстанції напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т.ч.:												
2.2.1														
2.2.2														
2.3		Ліній електропередачі напруги 110 (154, 220) кВ, усього, у т.ч.:												
2.3.1														
2.3.2														
2.4		Ліній електропередачі напруги 35 (27,5; 20) кВ, усього, у т.ч.:												
2.4.1														
2.4.2														
3		Усього (сума по п. 2.1-2.4)												
3		Нове будівництво об'єктів системи розподілу напруги 10 (6); 0,4 кВ												
3.1		РЕМ (назва), усього												
3.1.1		ТП (РП), усього, у т.ч.:												
3.1.1.1														
3.1.1.2														
3.1.2		ЛЕП, усього, у т.ч.:												
3.1.2.1														
3.1.2.2														
3.2		РЕМ (назва), усього												
3.2.1		ТП (РП), усього, у т.ч.:												
3.2.1.1														
3.2.1.2														
3.2.2		ЛЕП, усього, у т.ч.:												
3.2.2.1														
3.2.2.2														
4		Усього по розділу I												
4		Реконструкція, технічне перенесення об'єктів системи розподілу напруги 10 (6); 0,4 кВ												
4.1		РЕМ (назва), усього												
4.1.1		ТП (РП), усього, у т.ч.:												
4.1.1.1														
4.1.1.2														
4.1.2		ЛЕП, усього, у т.ч.:												
4.1.2.1														
4.1.2.2														
4.2		РЕМ (назва), усього												
5		Усього по п. 3:												
6		ТП (РП)												
7		ЛЕП												
8		Усього по п. 4:												
9		ТП (РП)												
10		ЛЕП												
11		Усього по розділу I												
II		ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК КОМЕРЦІЙНОГО ОБ'ЄКТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ												
12		Усього по розділу II												
III		ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК АСДТК												
13		Усього по розділу III												
IV		ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ												
14		Усього по розділу IV												
V		ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РОЗВИТОК СИСТЕМ ЗВ'ЯЗКУ												
15		Усього по розділу V												
VI		ТЕХНІЧНЕ ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ТА ЗАКУПІВЛЯ КОЛІСНОЇ ТЕХНІКИ												
16		Усього по розділу VI												
VII		ІНШЕ												
17		Усього по розділу VII												
18		Усього по ПРСР												

Примітки:

* Вказане число, що дорівнює визначеній пріоритетності заходу відповідного ПРСР

** Довжина ліній електропередачі вказується по трасі ліній

*** Необхідно зазначити статтю джерела/джерел фінансування: амортизація, прибуток на виробничі інвестиції, прибуток (обсяг власної реінвестиції), прибуток (здатковий реінвестиції), за переказу реактивної електричної енергії, дохід від небалансу ТНЕ, плата за приєднання, інші (розшифрувати), залучені кошти (розшифрувати).

Керівник оператора системи розподілу

(або особа, яка виконує його обов'язки)

(підпис)

М. П. (за наявності)

(прізвище, ім'я, по батькові)