

Додаток 1  
до Порядку подання, розгляду, схвалення та  
виконання інвестиційних програм ліцензіатів  
з передачі та постачання електричної енергії

<b>Інвестиційна програма</b>					
<b>Назва організації</b>	<b>КП "Міські електричні мережі" м.Кузнецовськ</b>				
<b>Прогнозний період</b>	з	01/01/2012	по	31/12/2012	
<b>П'ятирічний період</b>	з	2012	по	2016	роки

### 1. Перелік об'єктів незавершеного будівництва, модернізації та реконструкції

№ з/п	Найменування об'єктів	Початок робіт (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість (тис.грн. з ПДВ)	Обсяг здійсненого фінансування з початку будівництва по (поточна дата) (тис. грн з ПДВ)	Вартість виконаних робіт з початку будівництва по (поточна дата) (тис.грн. з ПДВ)	Обсяг незавершеного будівництва станом на (поточна дата) (тис. грн. з ПДВ)	Залишок кошторисної вартості на (поточна дата) (тис.грн. з ПДВ)	Обсяг фінансування згідно з інвестиційною програмою на прогностичний період (тис. грн. з ПДВ)	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, модернізація)	Джерело фінансування	Пропозиції щодо подальшого використання
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	<b>Об'єкти незавершеного будівництва відсутні</b>										
	<b>Усього</b>	X								X	X

**Керівник організації**

(або особа, що його заміщує)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

М. П.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

С.А.Решетицький

(П. І. Б.)

**Головний бухгалтер**

(або особа, що його заміщує)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

В.В. Денисюк

(П. І. Б.)

## 2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми (тис. грн без ПДВ)

№ з/п	Показники капіталовкладень	Капіталовкладення на передачу електроенергії						Капіталовкладення на постачання електроенергії		Усього	
		1 клас		2 клас		Усього		Базовий період	Прогн. період	Базовий період	Прогн. період
		Базовий період	Прогн. період	Базовий період	Прогн. період	Базовий період	Прогн. період				
1	Джерела фінансування	280,00	430,00	773,00	1 495,30	1 053,00	1 220,00	0,00	0,00	1 053,00	1 220,00
1.1	Власні кошти, у т.ч.	280,00	430,00	773,00	1 495,30	1 053,00	1 220,00	0,00	0,00	1 053,00	1 220,00
1.1.1	амортизаційні відрахування	280,00	430,00	539,00	1 094,30	819,00	819,00			819,00	819,00
1.1.3	прибуток від ліцензованої діяльності			135,00	317,00	135,00	317,00			135,00	317,00
1.1.4	операційні витрати					0,00	0,00			0,00	0,00
1.1.5	інші доходи(плата за реактивну електроенергію)			99,00	84,00	99,00	84,00			99,00	84,00
1.2	Залучені кошти					0,00	0,00			0,00	0,00
1.3	Кредити					0,00	0,00			0,00	0,00
1.4	Іноземні інвестиції					0,00	0,00			0,00	0,00
1.5	Технічна допомога (гранти)					0,00	0,00			0,00	0,00
1.6	Інші (розшифрувати)					0,00	0,00			0,00	0,00

**Керівник організації**

(або особа, яка його заміщує)

\_\_\_\_\_ (підпис)

С.А.Решетицький

(П. І. Б.)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ року

М. П.

**3. План інвестицій за джерелами фінансування інвестиційної програми на 5 років**

Джерела фінансування, (тис.грн без ПДВ)	2012	2013	2014	2015	2016
Власні кошти	819,00	1 612,79	1 630,16	1 652,00	1 674,00
Залучені кошти					
Прибуток від ліцензованої діяльності	317,00				
Кредити					
Іноземні інвестиції					
Технічна допомога (гранти)					
Інші (плата за реактивну електроенергію)	84,00	101,00	99,00	98,00	96,00
Усього	1 220,00	1 713,79	1 729,16	1 750,00	1 770,00

#### 4.1. 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	Прогнозований технічний стан на кінець прогнозного періоду з урахуванням обсягів запланованих робіт
1	2	3	4	5	6
1	<b>ПЛ-110 (150) кВ*, усього</b>	км	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
2	<b>ПЛ-35 кВ*, усього</b>	км	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
3	<b>ПЛ-6 (10) кВ*, усього</b>	км	36,00	0,00	36,00
	у доброму стані		36,00		36,00
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
4	<b>ПЛ-0,4 кВ*, усього</b>	км	11,183	0,00	11,183
	у доброму стані		11,183		11,183
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
5	<b>КЛ-110 (150) кВ*, усього</b>	км	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
6	<b>КЛ-35 кВ*, усього</b>	км	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
7	<b>КЛ-6 (10) кВ*, усього</b>	км	77,36	0,00	77,60
	у доброму стані		77,36		77,60
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
8	<b>КЛ-0,4 кВ*, усього</b>	км	202,26	0,000	202,26
	у доброму стані		202,26		202,26
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
9	<b>ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього</b>	шт.	1,00	0,00	1,00
	у доброму стані		1,00		1,00
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
10	<b>ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього</b>	шт.	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані				
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
11	<b>ТП, РП-6 (10) кВ, усього</b>	шт.	60,00	0,00	60,00
	у доброму стані		60,00		60,00
	підлягає реконструкції				
	підлягає капітальному ремонту				
12	<b>Силлові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього</b>	шт.	0,00	0,00	0,00
	у доброму стані				
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	як такі, що не підлягають ремонту**				
13	<b>Силлові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього</b>	шт.	2,00	0,00	2,00
	у доброму стані		2		2
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ				
	як такі, що не підлягають ремонту**				

Примітка:

\* Оцінку необхідності капітального ремонту або заміни ПЛ проводити по пріоритету реального технічного стану, а не з періодичності капітального ремонту, згідно з ПТЕ.

\*\* У разі наявності таких трансформаторів по кожному з них дати окреме обґрунтування.

#### 4.2. 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	Територія, на якій ведеться ліцензована діяльність	тис.км²	11,36			11,36		
2	Населення регіону	тис.осіб	43			43		
3	<b>Довжина повітряних ліній електропередачі, усього по колах</b>	км	47,18			47,18		
	у т.ч.:							
	<b>напругою 150 кВ</b>	км   %		0,00%			0,00%	
	з них на дерев'яних опорах	км   %		0,00%			0,00%	
	<b>напругою 110 кВ</b>	км   %		0,00%			0,00%	
	з них на дерев'яних опорах	км   %		0,00%			0,00%	
	<b>напругою 35 кВ</b>	км   %		0,00%			0,00%	
	з них на дерев'яних опорах	км   %		0,00%			0,00%	
	<b>напругою 10 кВ</b>	км   %	36,00	76,30%	36,00	36,00	76,30%	
	з них на дерев'яних опорах	км   %		0,00%			0,00%	
	<b>напругою 6 кВ</b>	км   %		0,00%			0,00%	
	з них на дерев'яних опорах	км   %		0,00%			0,00%	
	<b>напругою 0,4 кВ і нижче</b>	км   %	11,183	23,70%	11,183	11,183	23,70%	
	з них на дерев'яних опорах	км   %		0,00%			0,00%	
	з проводом ПС, ПСО	км						
	з ізолюваним проводом (магістральних)	км						
	<b>перекидок 0,4 кВ, усього</b>	шт   км						
	у т.ч. з ізолюваними проводами (кабелями)	км   %		0,00%			0,00%	
4	<b>Довжина кабельних ліній електропередачі, усього</b>	км	279,62			279,86		
	у т.ч.:							
	<b>напругою 10 кВ</b>	км   %	77,36	27,67%	77,60	77,60	27,73%	
	з них працюють понад 30 років	км   %	22,36	28,90%	22,36	22,36	28,81%	
	<b>напругою 6 кВ</b>	км   %		0,00%			0,00%	
	з них працюють понад 30 років	км   %		0,00%			0,00%	
	<b>напругою 0,4 кВ і нижче</b>	км   %	202,26	72,33%	202,26	202,26	72,27%	
	з них працюють понад 30 років	км   %	50,01	24,73%	51,22	51,22	25,32%	
5	<b>Кількість власних знижувальних ПС 35-150 кВ та потужність силових трансформаторів на них, усього</b>	шт.   МВА	1	32,00	1	32,00		
	у т.ч.:							
	<b>35кВ</b>	шт.   МВА						
	<b>110 кВ</b>	шт.   МВА	1	32,00	1	32,00		
	<b>150 кВ</b>	шт.   МВА						
6	<b>Кількість власних знижувальних ПС 35-150 кВ , усього</b>	шт.	1			1		
	з них таких , які мають:							
	два і більше трансформатори	шт.   %	1	100,00%	1	100,00%		
	два і більше джерел живлення	шт.	1			1		
	телемеханіку в повному обсязі (ТС,ТУ,ТВ,АПТС)	шт.   %		0,00%			0,00%	
	пристрої компенсації ємкісного струму	шт.						
	пристрої компенсації реактивної потужності	шт.						
7	<b>Кількість та потужність силових трансформаторів, установлених на знижувальних підстанціях напругою 6-150 кВ (без трансформаторів для підключення заземлюючих реакторів та трансформаторів власних потреб), усього</b>	шт.   МВА	113	82,23	113	81,95		
	з них працюють більше 25 років	шт.   %   МВА	66	58,41%	56,05	64	56,64%	54,79
	у т.ч.:							
	<b>напругою 6 - 10 кВ</b>	шт.   %   МВА	111	98,23%	50,23	111	98,23%	48,97
	з них працюють понад 25 років	шт.   %   МВА	66	59,46%	24,05	64	57,66%	22,79
	<b>напругою 35 кВ - 150 кВ</b>	шт.   %   МВА	2	1,77%	32,00	2	1,77%	32,00
	з них працюють більше 25 років	шт.   %   МВА	2	1,77%	32,00	2	100,00%	32,00
	у т.ч.:							
	<b>напругою 35 кВ</b>	шт.   МВА	0	0,00	0	0	0,00	
	з них працюють більше 25 років	шт.   МВА	0	0,00	0	0	0,00	
	<b>напругою 110 кВ (150 кВ)</b>	шт.   МВА	2	32,00	2	32,00		
	з них працюють більше 25 років	шт.   МВА	2	32,00	2	32,00		

8	Кількість короткозамикачів, установлених на знижувальних підстанціях напругою 35-150 кВ, усього	шт.	2		2	
	з них потребують заміни	шт.   %	0	0,00%	0	0,00%
	у т.ч.:					
	напругою 35 кВ	шт.	0		0	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
	напругою 110 кВ	шт.	2		2	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
	напругою 150 кВ	шт.	0		0	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
9	Кількість відокремлювачів, установлених на знижувальних підстанціях напругою 35-110 кВ, усього	шт.	2		2	
	з них потребують заміни	шт.   %	0	0,00%	0	0,00%
	у т.ч.:					
	напругою 35 кВ	шт.	0		0	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
	напругою 110 кВ	шт.	2		2	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
	напругою 150 кВ	шт.	0		0	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
10	Кількість роз'єднувачів, установлених на знижувальних підстанціях напругою 35-110 кВ, усього	шт.	28		28	
	з них потребують заміни	шт.   %	0	0,00%	0	0,00%
	у т.ч.:					
	напругою 35 кВ	шт.	20		20	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
	напругою 110 кВ	шт.	8		8	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
	напругою 150 кВ	шт.	0		0	
	з них потребують заміни	шт.	0		0	
11	Кількість вимикачів, установлених на об'єктах електричних мереж напругою 6-150 кВ, усього	шт.	81		81	
	у т.ч.:					
	напругою до 10 кВ, з них:	шт.	71		71	
	масляних	шт.	33		27	
	вакуумних	шт.	38		44	
	напругою до 35 кВ, з них:	шт.	9		9	
	масляних	шт.	9		9	
	вакуумних	шт.	0		0	
	напругою до 110 кВ, з них:	шт.	1		1	
	масляних	шт.	1		1	
	вакуумних	шт.	0		0	
	елегазових	шт.	0		0	
	напругою до 150 кВ, з них:	шт.	0		0	
	масляних	шт.				
	повітряних	шт.				
	елегазових	шт.				
12	Кількість вимикачів, що випрацювали термін служби	шт.   %	54	66,67%	50	61,73%
	у т.ч.:					
	напругою 6 - 10 кВ	шт.   %	44	61,97%	40	56,34%
	напругою 35 кВ	шт.   %	9	100,00%	9	100,00%
	напругою 110 кВ	шт.   %	1	100,00%	1	100,00%
	напругою 150 кВ	шт.   %	0	0,00%	0	0,00%
13	Кількість вимикачів, що не відповідають струмам короткого замикання в електромережі, але експлуатуються, усього	шт.	0		0	
	у т.ч.:					
	напругою 6 - 10 кВ	шт.	0		0	
	напругою 35 кВ	шт.	0		0	
	напругою 110 кВ	шт.	0		0	
	напругою 150 кВ	шт.	0		0	
14	Кількість і потужність підстанцій 6 - 10/0,4 кВ, усього	шт.   МВА	60	82,23	60	81,95
	з них працюють понад 25 років	шт.   %	33	55,00%	32	53,33%
	у т.ч.:					
	відкритих	шт.   %		0,00%	0	0,00%
	однотрансформаторних	шт.   %		0,00%		0,00%
	з них щоглових	шт.   %		0,00%		0,00%
	двотрансформаторних	шт.   %		0,00%		0,00%
	закритих	шт.   %	33	55,00%	32	53,33%
	однотрансформаторних	шт.   %		0,00%		0,00%
	двотрансформаторних	шт.   %	33	100,00%	32	100,00%

15	<b>Кількість РП 6-20 кВ, усього</b>	шт.	1		1	
	з них працюють більше 25 років	шт.   %	1	100,00%	1	100,00%
16	<b>Кількість повітряних фідерів 6-10 кВ, усього</b>	шт.	4		4	
	у т.ч.:					
	довжиною з відгалуженнями до 15 км	шт.   %	4	100,00%	4	100,00%
	з відгалуженнями від 15 до 50 км	шт.   %		0,00%		0,00%
	довжиною з відгалуженнями понад 50 км	шт.   %		0,00%		0,00%
17	<b>Кількість лінійних та підстанційних роз'єднувачів напругою 6-10 кВ, усього</b>	шт.	101		101	
	з них потребують заміни	шт.   %		0,00%		0,00%
18	<b>Кількість вимикачів навантаження 6-10 кВ, усього</b>	шт.	332		332	
	з них потребують заміни	шт.   %	8	2,41%		0,00%
19	<b>Довжина грозозахистного тросу по трасі ПЛ 35-150кВ, усього</b>	км	0,00		0,00	
	з них підлягають заміні та відновленню	км   %	0,00	0,00%	0,00	0,00%
	у т.ч.:					
	на лініях напругою 35 кВ	км   %	0,00	0,00%	0,00	0,00%
	на лініях напругою 110 кВ	км   %	0,00	0,00%	0,00	0,00%
	на лініях напругою 150 кВ	км   %	0,00	0,00%	0,00	0,00%
20	<b>Кількість ОПН , усього</b>	шт.	108		108	
	у т.ч.:					
	напругою 6-10кВ	шт.	108		108	
	напругою 35кВ	шт.				
	напругою 110кВ	шт.				
	напругою 150кВ	шт.				







#### 4.3.1. Стан обліку електричної енергії у промислових споживачів на початок прогнозного періоду

№ з/п	Тип приладу обліку (повне маркування)	Кількість приладів обліку, шт.	Фірма - виробник приладу обліку	Рівень напруги фідера, кВ	Клас точності приладу обліку	Кількість лічильників, які не відповідають вимогам	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8
Усього							X

\*прилади обліку електричної енергії знаходяться на балансі енергопостачальної компанії ПАТ "АЕС Рівнеобленерго"

### 4.3.2. Стан обліку електричної енергії у промислових споживачів

№ з/п	Лічильники з терміном експлуатації	Існуючий станом на початок прогнозного періоду		Прогнозований станом 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		0,00%		0,00%
2	8 - 20 років		0,00%		0,00%
3	20 - 30 років		0,00%		0,00%
4	більше 30 років		0,00%		0,00%
5	відсутні		0,00%		0,00%
6	усього	0	0,00%	0	0,00%

\*прилади обліку електричної енергії знаходяться на балансі енергопостачальної компанії ПАТ "АЕС Рівнеобленерго"

#### 4.4.1. Стан обліку електричної енергії у населення на початок прогнозного періоду

Загальна кількість точок обліку	Кількість точок обліку у сільській місцевості/містах	Прилади обліку				
		Відсутні	Індукційні		Електронні	
			клас точності гірше 2.0	клас точності 2.0 та краще	з імпульсним виходом	без імпульсного виходу
1	2	3	4	5	6	7

\*прилади обліку електричної енергії знаходяться на балансі енергопостачальної компанії ПАТ "АЕС Рівнеобленерго"

#### 4.4.2. Стан обліку електричної енергії у населення

№ з/п	Лічильники з терміном експлуатації	Існуючий станом на початок прогнозного періоду		Прогнозований станом 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		0,00%		0,00%
2	8 - 20 років		0,00%		0,00%
3	20 - 30 років		0,00%		0,00%
4	більше 30 років		0,00%		0,00%
5	відсутні		0,00%		0,00%
6	усього	0	0,00%	0	0,00%

\*прилади обліку електричної енергії знаходяться на балансі енергопостачальної компанії ПАТ "АЕС Рівнеобленерго"

#### 4.5.Стан комерційного обліку електричної енергії на початок прогнозного періоду \*

№ з/п	Найменування підстанцій (станцій) та приєднань	Рівень напруги ПЛ, кВ	Клас точності лічильника (необхідний)	Клас точності лічильника (наявний)	Тип лічильника прийому/ віддачі	Компанія - виробник лічильників	Відповідність лічильника вимогам Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії	Річний обсяг передачі електроенергії через точку обліку, тис. кВт·год	Відповідність точки обліку вимогам Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії	Наявність дублюючого лічильника	Кількість трансформаторів в 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
1	ПС "Кузнецовськ 110/35/10кВ" ПЛ-35кВ Нова Рафалівка	35	1	0,5	EA05RAL-C-3	ABB-Росія	Відповідає	20574	Відповідає	Відсутні	0	0
2	ПС "Кузнецовськ 110/35/10кВ" ПЛ-35кВ Більська Воля	35	1	0,5	EA05RAL-C-3	ABB-Росія	Відповідає	5343	Відповідає	Відсутні	0	0
3	ПС "Кузнецовськ 110/35/10кВ" ПЛ-10кВ Комплекс-1 ком.8	10	1	0,5	ЦЭ6805 В	Енергомера	Відповідає	0	Відповідає	Відсутні	0	0
4	ПС "Кузнецовськ 110/35/10кВ" ПЛ-10кВ Комплекс-2 ком.35	10	1	0,5	ЦЭ6805 В	Енергомера	Відповідає	0	Відповідає	Відсутні	0	0
5	ПС "Кузнецовськ 110/35/10кВ" ПЛ-10кВ Щоків ком.43	10	1	1	СТК3-05Q2Т3Мт	ООО "Телекарт-Прибор"	Відповідає	3343	Відповідає	Відсутні	0	0
6	ТП-57 КЛ-10 кВ Л1 вул. Лугова	10	1	1	Енергія-9	Енергія	Відповідає	0	Відповідає	Відсутні	0	0
7	с.Ст.Рафалівка ТП-68	0,4	1	1	СА4Е-5030	Росток	Відповідає	425	Відповідає	Відсутні	0	0
8	с.Ст.Рафалівка ТП-38	0,4	1	1	СА4Е-5030	Росток	Відповідає	318	Відповідає	Відсутні	0	0
Усього												

\* Указати всі точки комерційного обліку з суміжними ліцензіатами (ОРЕ, електропередавальні організації, генеруючі підприємства).

Директор КП "МЕМ"

С.А.Решетицький

#### 4.5.1. Технічний стан вимірювальних трансформаторів струму та напруги точок комерційного обліку

Тип вимірювального трансформатора	Кількість встановлених трансформаторів, шт.	Кількість трансформаторів, що підлягає заміні, шт.	Кількість трансформаторів, що підлягає встановленню в точках обліку, які не облаштовані приладами обліку, шт.	Кількість трансформаторів, встановлення яких передбачено інвестиційною програмою на прогнозний період, шт.				
1	2	3	4	5				
Трансформатори напруги	14	0	0	0				
у т.ч.:								
напругою 150 кВ					0	0	0	0
напругою 110 кВ					6	0	0	0
напругою 35 кВ					6	0	0	0
напругою 10 кВ					2	0	0	0
напругою 6 кВ	0	0	0	0				
Трансформатори струму	81	0	0	0				
у т.ч.:								
напругою 150 кВ								
напругою 110 кВ					6	0	0	0
напругою 35 кВ					21	0	0	0
напругою 10 кВ					48	0	0	0
напругою 6 кВ					0	0	0	0
напругою 0,4 кВ	6	0	0	0				



#### 4.6. Стан технічного обліку електричної енергії на підприємстві на початок прогнозного періоду

№ з/п	Найменування підстанцій (станцій) та приєднань	Рівень напруги ПЛЛ, кВ	Кількість точок обліку	Клас точності лічильника (необхідний)	Клас точності лічильника (наявний)	Відповідність лічильника вимогам Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС "К" 1 Т	110 кВ	1	2	1	відповідає	
2	ПС "К" 2 Т	110 кВ	1	2	1	відповідає	
3	ПС "К" ввід - 1 35кВ	35 кВ	1	2	0,5	відповідає	
4	ПС "К" ввід - 2 35кВ	35 кВ	1	2	0,5	відповідає	
5	ПС "К" ввід - 1 10кВ к.7	10 кВ	1	2	0,5	відповідає	
6	ПС "К" ввід - 2 10кВ к.27	10 кВ	1	2	0,5	відповідає	
7	ПС "К" к.1	10 кВ	1	2	0,5	відповідає	A
8	ПС "К" к.1	10 кВ	1	2	1	відповідає	P
9	ПС "К" к.2	10 кВ	1	2	1	відповідає	A
10	ПС "К" к.2	10 кВ	1	2	2	відповідає	P
11	ПС "К" к.4	10 кВ	1	2	0,5	відповідає	A
12	ПС "К" к.4	10 кВ	1	2	1	відповідає	P
13	ПС "К" к.6	10 кВ	1	2	2	відповідає	A
14	ПС "К" к.6	10 кВ	1	2	2	відповідає	P
15	ПС "К" к.10	10 кВ	1	2	0,5	відповідає	A
16	ПС "К" к.10	10 кВ	1	2	1	відповідає	P
17	ПС "К" к.12 ПЛ-10кВ "Бабка-1"	10кВ	1	2	0,5	відповідає	A
18	ПС "К" к.12 ПЛ-10кВ "Бабка-1"	10кВ	1	2	1	відповідає	P
19	ПС "К" к.14	10 кВ	1	0,5	0,5	відповідає	A
20	ПС "К" к.14	10 кВ	1	1	1	відповідає	P
21	ПС "К" к.16	10 кВ	1	2	2	відповідає	A
22	ПС "К" к.16	10 кВ	1	2	2	відповідає	P
23	ПС "К" к.19	10 кВ	1	2	2	відповідає	A
24	ПС "К" к.19	10 кВ	1	2	2	відповідає	P
25	ПС "К" к.21	10 кВ	1	0,5	0,5	відповідає	A
26	ПС "К" к.21	10 кВ	1	1	1	відповідає	P
27	ПС "К" к.23	10 кВ	1	2	2	відповідає	A
28	ПС "К" к.23	10 кВ	1	0,5	0,5	відповідає	P
29	ПС "К" к.33	10 кВ	1	1	1	відповідає	A
30	ПС "К" к.33	10 кВ	1	0,5	0,5	відповідає	P
31	ПС "К" к.37	10 кВ	1	1	1	відповідає	A
32	ПС "К" к.37	10 кВ	1	0,5	0,5	відповідає	P
33	ПС "К" к.39 ПЛ-10кВ "Бабка-2"	10кВ	1	1	1	відповідає	A
34	ПС "К" к.39 ПЛ-10кВ "Бабка-2"	10кВ	1	0,5	0,5	відповідає	P
35	ПС "К" к.41	10 кВ	1	1	1	відповідає	A
36	ПС "К" к.41	10 кВ	1	2	2	відповідає	P
37	ПС "К" к.45	10 кВ	1	2	2	відповідає	A
38	ПС "К" к.45	10 кВ	1	2	2	відповідає	P
39	ПС "К" господарські потреби	0,4 кВ	2	2	2	відповідає	P
Усього							

#### 4.7. Стан комп'ютерної техніки в компанії на початок прогнозного періоду

Група		Кількість по компанії, шт.	%
Класифікація за конфігурацією	<b>I-а група</b> XT, AT, CELERON та PENTIUM та аналоги з тактовою частотою процесора до 600 МГц ОЗУ до 512 Мб, HDD до 40 Гб		0,00%
	<b>II-а група</b> CELERON та PENTIUM III-IV та аналоги з тактовою частотою процесора від 600 до 3000 МГц, ОЗУ 512-1000 Мб, HDD від 40 до 120 Гб	17	77,27%
	<b>III-я група</b> CELERON та PENTIUM IV та аналоги з тактовою частотою процесора від 3 ГГц і вище, Core 2 Duo, Dual Core з тактовою частотою процесора від 1,6 ГГц і вище, ОЗУ 1 Гб і вище, HDD від 120 Гб і вище	5	22,73%
	<b>Усього</b>	22	100,00%
Класифікація за роком випуску	Комп'ютери до 2006 року випуску	12	54,55%
	Комп'ютери 2007 року випуску	1	4,55%
	Комп'ютери 2008 року випуску	3	13,64%
	Комп'ютери 2009 року випуску	2	9,09%
	Комп'ютери 2010 року випуску	4	18,18%
	<b>Усього</b>	22	100,00%
Класифікація за наявністю гарантійного обслуговування	Комп'ютери без гарантійного обслуговування (більше 5-ти років)	7	63,64%
	Комп'ютери без гарантійного обслуговування (до 5-ти років)	11	76,19%
	Комп'ютери з діючим гарантійним обслуговуванням	4	18,18%
	<b>Усього</b>	22	100,00%

#### 4.8. Узагальнений порівняльний аналіз змін технічного стану автотранспорту та спецавтотехніки \*

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Показник на початок року			
			2009	2010	2011	2012
1	Кількість автотракторної техніки і спецмеханізмів, усього	шт.	7	7	7	7
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.1	Автокрани	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.2	Автобурові машини	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.3	Бурокранові установки	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.4	Телевишки та автогідропідійомники	шт.	1	1	1	1
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	у т.ч. на базі тракторів	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.5	Пересувні електромеханічні майстерні	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.6	електролабораторії	шт.	1	1	1	1
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.7	бригадні автомашини, всього	шт.	3	3	3	3
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	у т.ч. для ОВБ	шт.	1	1	1	1
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.8	вантажні автомобілі	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.9	вантажопасажирські автомобілі	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.10	фургони і пікапи	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.11	автобуси та мікроавтобуси	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.12	легкові автомашини	шт.	2	2	2	2
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.13	трактори і механізми на їх базі	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.14	причепи, напівпричепи	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.15	автомайстерні	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.16	спеціальні легкові автомашини	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.17	спеціальні автомобілі	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1.18	автовантажувачі	шт.	0	0	0	0
	з них підлягають списанню	шт.	0	0	0	0
		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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

#### 4.8.1. Аналіз автотранспорту та спецавтотехніки, пропонованих до списання станом на початок 2012р.

№ з/п	Марка автомобіля (спецавтотехніки)	Призначення (тип)	Рік випуску	Нормативний термін експлуатації, років	Належність (структурний підрозділ, служба, РЕМ)	Витрати пального*, л/100 км	Витрати на ТО та ремонт, тис.грн		Залишкова вартість, тис.грн	Підстава для списання/ заміни	Пропонується для заміни				
							за місяць	щорічні			Марка	Призначення (тип)	Орієнтовна вартість, тис.грн	Витрати пального*, л/100 км	Витрати на ТО та ремонт, тис.грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

\* Для спецавтотехніки додатково враховувати витрати пального для роботи спецмеханізму ( л/мотогодину).

\*\*списання автотранспорту на початок 2012 року непередбачено

#### 4.8.2. Розрахунок економічної ефективності закупівлі транспортних засобів та спецавтотехніки на прогнозний період

№ з/п	Марка автомобіля (спецавтотехніки), що підлягає заміні	Марка автомобіля (спецавтотехніки), що пропонується на заміну	Питома вартість автомобіля(спецавтотехніки), що пропонується на заміну, тис.грн (з ПДВ)	Очікуваний річний економічний ефект (тис.грн з ПДВ) від:					Термін окупності, років
				економії витрат на паливно-мастильні матеріали	зменшення витрат на ТО і ремонт	зменшення інших витрат	зменшення затрат на закупівлю автомобільних шин за рахунок збільшення їх норми пробігу	Загальний очікуваний економічний ефект від заміни автомобіля (спецавтотехніки)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9=5+6+7+8	10=4/9
				0					

\*Закупівля транспортних засобів в 2012 році непередбачена

#### 4.9 Витрати електроенергії

Показник		2006			2007			2008		
		млн кВт·год	млн грн	%	млн кВт·год	млн грн	%	млн кВт·год	млн грн	%
Фактичне надходження	Усього	81,79			81,59			87,45		
	у т.ч:									
	1 клас	81,79			81,59			87,45		
	2 клас									
Нормативні витрати	Усього	4,41		8,15%	3,64		6,52%	3,77		6,69%
	у т.ч:									
	1 клас	0,86		1,59%	0,76		1,36%	1,12		1,36%
	2 клас	3,55		6,56%	2,88		5,16%	2,65		5,33%
Понаднормативні витрати	Усього									
	у т.ч:									
	1 клас									
	2 клас									

Показник		2009			2010			2011		
		млн кВт·год	млн грн	%	млн кВт·год	млн грн	%	млн кВт·год	млн грн	%
Фактичне надходження	Усього	88,47			89,06			99,22		
	у т.ч:									
	1 клас	88,47			89,06					
	2 клас									
Нормативні витрати	Усього	3,92		6,68%	3,82		6,56%	4,45		6,66%
	у т.ч:									
	1 клас	1,12		1,36%	0,80		1,37%	0,87		1,31%
	2 клас	2,80		5,32%	3,02		5,19%	3,58		5,35%
Понаднормативні витрати	Усього									
	у т.ч:									
	1 клас									
	2 клас									

Стовпчики „млн кВт·год” та „%” заповнюються відповідно до форми ІБ-ТВЕ. Стовпчик „млн грн” заповнюється тільки для рядків „Нормативні витрати” та „Понаднормативні витрати”, при цьому розрахунок вартості здійснюється шляхом додавання помісячних даних.

**4.10. Загальна характеристика ліцензіата КП "Міські електричні мережі" м.Кузнецовськ  
в динаміці за останні п'ять років**

№ з/п	Параметри	Рік				
		2007	2008	2009	2010	2011
1	Площа території, на якій здійснюється ліцензована діяльність, км <sup>2</sup>	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36
2	Кількість споживачів (абонентів) ліцензіата:	12 373	12 526	13 000	13 045	13 045
	у тому числі по 2 класу напруги	12 373	12 526	13 000	13 045	13 055
	з них населення					
3	Загальна довжина електричних мереж, км ***	315,51	322,08	322,08	326,92	327,04
	з них повітряних:	44,00	47,18	47,18	47,30	47,18
	110 кВ					
	35 кВ					
	6/10 кВ	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
	0.38 кВ	8,00	11,18	11,18	11,295	11,183
	кабельних:	271,51	274,90	274,90	279,62	279,86
	110 кВ					
	35 кВ					
	6/10 кВ	71,51	72,76	72,76	77,36	77,60
0.38 кВ	200,00	202,14	202,14	202,26	202,26	
4	Сумарна потужність власних трансформаторів, МВА:	78,47	80,97	80,97	80,97	82,23
	110 кВ	32,00	32,00	32,00	32,00	32,00
	35 кВ					
	6/10 кВ	46,47	48,97	48,97	48,97	50,23
5	Середньооблікова чисельність персоналу, осіб	50	60	67	77	84
	у тому числі з передачі	50	58	63	67	77
6	Нормативна чисельність персоналу, осіб	71	77	77	82	91
7	Середньомісячна заробітна плата працівників, грн	1 421,46	1 623,75	2 073,34	2 478,10	2 845,00
8	Річний обсяг передачі електроенергії, млн. кВт-год	79,13	81,79	83,00	89,06	99,22
	прогноз	79,30	81,80	82,90	89,00	99,00
	факт	79,13	81,79	83,00	89,06	99,22
9	Річна виручка від передачі електроенергії, тис.грн	1 588,00	2 350,00	3 872,00	5 678,00	6 782,00
10	Операційні витрати з передачі електроенергії, тис.грн	1 651,00	2 310,00	3 649,00	4 998,00	6 500,00
11	Річний обсяг постачання електроенергії, млн. кВт-год					
	прогноз	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	факт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Річна виручка від постачання електроенергії, тис.грн	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Операційні витрати з постачання електроенергії, тис.грн	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Прибуток усього, тис.грн	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	від діяльності з передачі	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	від діяльності з постачання	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	База нарахування прибутку, тис. грн	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	Сума залучених інвестицій, тис.грн	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Норма прибутку на базу нарахування, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Втрати електроенергії в мережах, %	6,16	6,87	6,69	6,68	6,68
19	Понаднормативні втрати, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	Обсяг основних фондів в умовних одиницях, всього	2 654	2 711	2 711	2 723	2 876
	Ліній електропередач	850	857	857	869	890
	Підстанцій	1 617	1 667	1 667	1 667	1 775
	РЗА	187	187	187	187	211
	Зв'язку та ОТ					

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

### 5. Загальний опис робіт

№ з/п	Цільові програми	Усього на 2012 - 2016 роки		у т.ч. по роках:					
				2012		2013	2014	2015	2016
		тис.грн (з ПДВ)	%	тис.грн (з ПДВ)	%	тис.грн (з ПДВ)	тис.грн (з ПДВ)	тис.грн (з ПДВ)	тис.грн (з ПДВ)
I	Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання	6 957,73	70,86%	1 025,720	70,06%	1 459,76	1 473,25	1 491,00	1 508,00
II	Заходи зі зниження та/або недопущення понаднормативних витрат електроенергії	100,00	1,02%	0,00	0,00%	0,00	0,00	40,00	60,00
III	Впровадження та розвиток АСДТК	1 096,43	11,17%	400,16	27,33%	442,95	253,33	0,00	0,00
IV	Впровадження та розвиток інформаційних технологій	153,12	1,56%	18,12	1,24%	20,00	30,00	40,00	45,00
V	Впровадження та розвиток систем зв'язку і телекомунікацій	65,00	0,66%	20,00	1,37%	10,00	10,00	10,00	15,00
VI	Модернізація та закупівля транспортних засобів	1 366,72	13,92%		0,00%	103,29	288,42	499,00	476,00
VII	Інше	80,00	0,81%		0,00%	20,00	20,00	20,00	20,00
	Усього	9 819,00	100,00%	1 464,00	100,00%	2 056,00	2 075,00	2 100,00	2 124,00

**Керівник організації**  
(або особа, яка його заміщує)

\_\_\_\_\_ (підпис)

С.А.Решетицький  
(П. І. Б.)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ року  
М. П.



**5.1. Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання**

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2012 — 2016 роки		у т.ч. по роках:								Детальне обґрунтування, розрахунок вартості та економічної ефективності	Примітка	
				2012				2013	2014	2015	2016			
		Усього на рік		Економічний ефект										
				тис.грн	%	зниження ТВЕ	Окупність у роках	тис.грн	тис.грн	тис.грн	тис.грн			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I.1	Будівництво, реконструкція та модернізація електричних мереж, у т.ч:	6 957,73	100,00%	1 025,720	100,00%	0,00			1 459,76	1 473,25	1 491,00	1 508,00		
I.1.1	Будівництво нових ЛЕП (КЛ, ПЛ), усього, з них:	179,70	2,58%	0,00	0,00%	0,00			145,00	34,70	0,00	0,00		
	I.1.1.1 110 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.1.2 35 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.1.3 6-20 кВ	145,00	2,08%		0,00%				145,00					
	I.1.1.4 0,4 кВ	34,70	0,50%		0,00%					34,70				
I.1.1.4.1	в т.ч. з магістральними ізольованими проводами	0,00	0,00%		0,00%									
I.1.2	Реконструкція ЛЕП (КЛ, ПЛ), усього, з них:	129,69	1,86%	0,00	0,00%	0,00			64,48	0,00	0,00	65,21		
	I.1.2.1 110 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.2.2 35 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.2.3 6-20 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.2.4 0,4 кВ	129,69	1,86%		0,00%				64,48			65,21		
I.1.2.4.1	в т.ч. з магістральними ізольованими проводами	0,00	0,00%		0,00%									
I.1.3	Будівництво нових ПС, РП та ТП, усього з них:	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00		
	I.1.3.1 110 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.3.2 35 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.3.3 6-20 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
I.1.4	Реконструкція ПС, ТП та РП, усього, з них:	1 019,92	14,66%	0,00	0,00%	0,00			161,33	258,42	306,72	293,45		
	I.1.4.1 110 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.4.2 35 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.4.3 6-20 кВ	1 019,92	14,66%		0,00%				161,33	258,42	306,72	293,45		
I.1.5	Модернізація ПС, ТП та РП, усього, з них:	5 628,42	80,89%	1 025,720	100,00%	0,00			1 088,95	1 180,13	1 184,28	1 149,34		
	I.1.5.1 110 кВ	3 139,51	45,12%	421,27	41,07%				645,30	697,74	698,64	676,56		
	I.1.5.2 35 кВ	0,00	0,00%		0,00%									
	I.1.5.3 6-20 кВ	2 488,91	35,77%	604,45	58,93%				443,65	482,39	485,64	472,78		
I.2	Інше	0,00	0,00%		0,00%									
I.3	Усього	6 957,73		1 025,720		0,00			1 459,76	1 473,25	1 491,00	1 508,00		





**5.II. Заходи зі зниження та/або недопущення понаднормативних витрат електроенергії**

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2012 — 2016 роки		у т.ч. по роках:								Детальне обґрунтування, розрахунок вартості та економічної ефективності	Примітка
				2012				2013	2014	2015	2016		
		тис.грн	%	Усього на рік		Економічний ефект (зниження ТВЕ)		тис.грн	тис.грн	тис.грн	тис.грн		
				тис.грн	%	млн. кВт·год	%						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
II.1	Покращення обліку електроенергії, у т.ч.:	100,00	100,00%	0,00	0,00%	0,00		0,00	0,00	40,00	60,00		
II.1.1	впровадження комерційного обліку електроенергії	0,00	0,00%		0,00%								
II.1.2	впровадження обліку електроенергії на межі структурних підрозділів (РЕМ, філій)	0,00	0,00%		0,00%								
II.1.3	Заміна вимірювальних трансформаторів	ТС 0,4 кВ	40,00	40,00%		0,00%				40,00			
		ТС, ТН 6(10)-150 кВ	60,00	60,00%		0,00%					60,00		
II.1.4	впровадження обліку споживання електроенергії населенням, у т.ч.:	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		
	сільським	0,00	0,00%		0,00%								
	міським	0,00	0,00%		0,00%								
II.1.5	придбання стендів повірки, зразкових лічильників, повірочних лабораторій тощо	0,00	0,00%		0,00%								
II.2	Інше	0,00	0,00%		0,00%								
	Усього	100,00	100,00%	0,00	0,00%	0,00		0,00	0,00	40,00	60,00		

### 5.III. Впровадження та розвиток АСДТК

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2012- 2016 роки		у т.ч. по роках:					Детальне обґрунтування, розрахунок вартості та економічної ефективності	Примітка	
				2012		2013	2014	2015			2016
		тис.грн	%	Усього на рік		тис.грн	тис.грн	тис.грн			тис.грн
				тис.грн	%				Сторінка №		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
III.1	Придбання та впровадження засобів диспетчерсько-технологічного управління замість морально і фізично зношених та для розширення існуючих, у т.ч.:	0,00	0,00%								
III.1.1	Система керування і отримання даних	0,00	0,00%								
III.1.2	Телемеханіка ПС	0,00	0,00%								
III.1.3	Архіватори мови	0,00	0,00%								
III.1.4	Цифрові реєстратори подій	0,00	0,00%								
III.2	Інше	1 096,43	100,00%	400,16	100,00%	442,95	253,33	0,00	0,00		
	Усього	1 096,43	100,00%	400,16	100,00%	442,95	253,33	0,00	0,00		

### 5.ІІ.1. Етапи впровадження АСДТК

№	Найменування ділянок (об'єктів), на яких реалізується Проект	Період реалізації Проекту	Вартість реалізації Проекту відповідно до проектно-кошторисної документації	Фактичне фінансування реалізації Проекту станом на початок 2011р.	Фінансування реалізації Проекту, передбачене Інвестиційною програмою на 2011р.	Фінансування, передбачене на реалізацію Проекту Інвестиційною програмою на 2012р.	Сума коштів, необхідна для завершення реалізації Проекту з розбивкою по роках	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ПС "Кузнецовськ 110/35/10 кВ", ЦРП-2	2012-2013	419,42	0	378,93	400,16	19,261	
	ЦРП-2	2013	19,26				19,26	
	ЦРП-1	2013	253,33				253,33	
	ТП-34	2013	170,36				170,36	
	ЦРП-3	2014	253,33				253,33	
	<b>Усього</b>		419,421					

**Керівник організації**

(або особа, яка його заміщує)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

М. П.

442,946

\_\_\_\_\_  
(підпис)

С.А.Решетицький

(П. І. Б.)

### 5.IV. Впровадження та розвиток інформаційних технологій

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2011- 2015 роки		у т.ч. по роках:					Детальне обґрунтування, розрахунок вартості та економічної ефективності	Примітка	
				2012		2013	2014	2015			2016
		тис.грн	%	Усього на рік		тис.грн	тис.грн	тис.грн			тис.грн
				тис.грн	%						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
IV.1	<b>Модернізація існуючих та закупівля нових засобів комп'ютеризації, у т.ч.:</b>	153,12	100,00%	18,12	100,00%	20,00	30,00	40,00	45,00		
IV.1.1	закупівля нових робочих станцій	153,12	100,00%	18,12	100,00%	20,00	30,00	40,00	45,00		
IV.1.2	закупівля нового мережного обладнання	0,00	0,00%		0,00%						
IV.1.3	модифікація застарілих мереж і комунікаційного обладнання	0,00	0,00%		0,00%						
IV.1.4	інші засоби комп'ютеризації	0,00	0,00%		0,00%						
IV.2	<b>Закупівля програмного забезпечення, у т.ч.:</b>	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00		
IV.2.1	Windows 98 (95) OEM	0,00	0,00%		0,00%						
IV.2.2	Windows 2000/XP OEM	0,00	0,00%		0,00%						
IV.2.3	Windows 2000 server	0,00	0,00%		0,00%						
IV.2.4	Windows NT 4.0 server	0,00	0,00%		0,00%						
IV.2.5	інше програмне забезпечення	0,00	0,00%		0,00%						
IV.3	<b>Модернізація прикладного програмного забезпечення, у т.ч.:</b>	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00		
IV.3.1	білінгових систем	0,00	0,00%		0,00%						
IV.3.2	інших систем контролю та управління	0,00	0,00%		0,00%						
IV.4	Інформаційна система управління виробництвом	0,00	0,00%		0,00%						
IV.5	<b>Інше</b>	0,00	0,00%		0,00%						
	<b>Усього</b>	153,12	100,00%	18,12	100,00%	20,00	30,00	40,00	45,00		

### 5.V. Впровадження та розвиток системи зв'язку і телекомунікацій

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2012- 2016 роки		у т.ч. по роках:							Детальне обґрунтування, розрахунок вартості та економічної ефективності	Примітка
				2012		2013	2014	2015	2016			
		тис.грн	%	Усього на рік		Економічний ефект (окупність у роках)	тис.грн	тис.грн	тис.грн	тис.грн		
				тис.грн	%							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
V.1	<b>Системи зв'язку та телекомунікацій, у т.ч.:</b>	45,00	69,23%	0,00	0,00%		10,00	10,00	10,00	15,00		
V.1.1	впровадження корпоративного зв'язку компанії	0,00	0,00%		0,00%							
V.1.2	цифрові АТС	0,00	0,00%		0,00%							
V.1.3	модернізація існуючих видів зв'язку (радіо, височастотні, р/релейні і т.п)	45,00	100,00%		0,00%		10,00	10,00	10,00	15,00		
V.1.4	резервне електроживлення засобів зв'язку та телекомунікацій	0,00	0,00%		0,00%							
V.2	<b>Придбання обладнання, що не вимагає монтажу</b>	0,00	0,00%		0,00%							
V.3	<b>Інше</b>	20,00	30,77%	20,00	100,00%							
	<b>Усього</b>	65,00	100,00%	20,00	100,00%		10,00	10,00	10,00	15,00		



**5.V.1. Етапи впровадження системи зв'язку і телекомунікацій**

№	Найменування ділянок (об'єктів), на яких реалізується Проект	Період реалізації Проекту	Вартість реалізації Проекту відповідно до проектно-кошторисної документації	Фактичне фінансування реалізації Проекту станом на початок базового періоду	Фінансування реалізації Проекту, передбачене Інвестиційною програмою базового періоду	Фінансування, передбачене на реалізацію Проекту Інвестиційною програмою на прогнозний період	Сума коштів, необхідна для завершення реалізації Проекту з розбивкою по роках
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>1</b>	<b>Упровадження та розвиток магістральних ліній зв'язку</b>						
1.1							
<b>2</b>	<b>Упровадження та розвиток ліній зв'язку "останньої милі"</b>						
2.1							
<b>3</b>	<b>Устновлення та заміна каналотворюючого та комутаційного обладнання (у тому числі АТС)</b>						
3.1							
<b>4</b>	<b>Упровадження та розвиток локальних обчислювальних мереж (у тому числі СКС)</b>						
4.1							
<b>Усього</b>							

**Керівник організації**

(або особа, яка його заміщує)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

С.А.Решетицький

(П. І. Б.)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

М. П.

\*роботи по впровадженню систем зв'язку і телекомунікацій на 2012 рік непередбачено



**5.VII. Інше**

№ з/п	Складові цільової програми	Усього на 2012 — 2016 роки		у т.ч. по роках:							Детальне обґрунтування, розрахунок вартості та економічної ефективності	Примітка
				2012		2013	2014	2015	2016			
		тис.грн	%	Усього на рік		Економічний ефект (окупність у роках)	тис.грн	тис.грн	тис.грн	тис.грн		
				тис.грн	%						Сторінка №	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Придбання захисних засобів, покращення умов праці	80	100,00%	0	0,00%	0	20	20	20	20		
	Усього	80	100,00%				20	20	20	20		

6. Етапи проведення закупівель або впровадження основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення згідно з інвестиційною програмою на прогностичний період																		
№ з/п	Найменування складових інвестиційної програми	Одиниця виміру	Вартість одиниці продукції (тис.грн з ПДВ)	Усього		у т.ч. по кварталах								Джерело фінансування	Найменування відповідної державної програми	№ сторінки пояснювальної записки	№ сторінки обґрунтовуючих матеріалів	Примітка
				кількість	тис.грн з ПДВ	I квартал		II квартал		III квартал		IV квартал						
						кількість	тис.грн з ПДВ	кількість	тис.грн з ПДВ	кількість	тис.грн з ПДВ	кількість	тис.грн з ПДВ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>I. Будівництво, модернізація та реконструкція електричних мереж та обладнання</b>																		
1	Модернізація ПС, ТП та РП, усього, з них:				1025,720													
1.1	Реконструкція ПС "Кузнецовськ 110/35/10 кВ"				421,27		262,72		158,55									
1.1.1	Модернізація високовольтного вводу 110 кВ	шт.	87,57	3	262,72	3	262,72								Амортизація, виробничі інвестиції	ст. 39-40	ст. 54-55	
1.1.2	Реконструкція ізоляція шинного моста трансформатора 2Т	шт.	0,838	39	32,70			39	32,7						Амортизація	ст. 39-40	ст. 51-52	
1.1.3	Реконструкція ізоляції збірних шин 35 кВ	шт.	0,782	161	125,85			161	125,85						Амортизація, виробничі інвестиції	ст. 39-40	ст. 49-50	
4	ТП-41				153,19								153,19					
4.1	Реконструкція ТП41	шт.	76,595	2	153,19							2	153,19		Амортизація, виробничі інвестиції	ст. 41	ст. 52-53, 58-59	
5	ТП-БАБКА				451,26						225,63		225,63					
5.1	Реконструкція ТП "Бабка"	шт.	225,63	2	451,26			1	225,63	1	225,63		225,63		Амортизація, виробничі інвестиції	ст. 42	ст. 56-61	
2	Реконструкція ПС, ТП та РП, усього, з них:																	
Усього по розділу I					1 025,720		262,72		158,55		225,630		378,82					
<b>II. Заходи зі зниження та/або недопущення понаднормативних витрат електроенергії</b>																		
(...)																		
<b>Усього по розділу II</b>																		
<b>III. Впровадження та розвиток АСДТК</b>																		
3.1	Впровадження АСДТК				400,16		200,00		200,16						Амортизація, плата за реактивну енергію	ст. 44-47		
Усього по розділу III					400,16		200,0		200,16									
<b>IV. Впровадження та розвиток інформаційних технологій</b>																		
4.1	Закупівля персональних комп'ютерів	шт.	4,530	4	18,12			4,0	18,12						плата за реактивну енергію	ст. 43		
Усього по розділу IV:					18,12				18,12									
<b>V. Впровадження та розвиток систем зв'язку та телекомунікацій</b>																		
5.1	Диспетчерський зв'язок: пересувна радіостанція встановлена в автомобілі ОББ			1	20				1,0	20,0					плата за реактивну енергію	ст. 44		
Усього по розділу V:					20				20,00									
<b>VI. Модернізація та закупівля транспортних засобів</b>																		
(...)																		
<b>Усього по розділу VI:</b>																		
<b>VII. Інше</b>																		
(...)																		
Усього по розділу VII:																		
Усього по програмі					1 464,00		462,72		376,83		245,63		378,82					

\* При заповненні таблиці щодо реалізації відповідних проектів будівництва, реконструкції та модернізації об'єктів компанії надавати розшифровку по кожній складовій проекту (ТМЦ, роботи тощо).

Керівник організації

(або особа, що його заміщує)

(підпис)

(П. І. Б.)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ року

М. П.