

**Додаткова Угода
про внесення змін до Договору
споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії
№ 4245100 від 01 січня 2019 року.**

м. Стрий

“ 20 ” липня 2020 р.

**ОПЕРАТОР СИСТЕМИ: ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
“ЛЬВІВ ОБЛЕНЕРГО”** в особі заступника начальника з комерційного обліку
Стрийського РЕМ Стеціва Р.М., що діє на підставі
довіреності № 112-132 від 10.01.2019 року,

з одного боку, і

**СПОЖИВАЧ : СЕЛЯНСЬКЕ /ФЕРМЕРСЬКЕ/ ГОСПОДАРСТВО
“ ПОВЕРНЕННЯ ”**

в особі голови **Шакала Я.В.**,

що діє на підставі статуту,

з іншого боку,

уклали Додаткову Угоду про наступне :

1 ОПЕРАТОР СИСТЕМИ І СПОЖИВАЧ в зв'язку з збільшенням потужності (по об'єкту: нежитлові будівлі – Стрийський р-н, с. Комарів, вул. І.Франка, 2А), домовились про внесення наступних змін до договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії:

1.1. Додаток № 2 “ Паспорт точки (точок) розподілу електричної енергії ” до Договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. викласти в новій редакції (додаток № 2 від “ 20 ” липня 2020 р. додається);

1.2. Додаток № 3 “ Відомості про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії ” до Договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. викласти в новій редакції (додаток № 3 від “ 20 ” липня 2020 р. додається);

1.3. Додаток № 4 “ Порядок розрахунків ” до Договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. викласти в новій редакції (додаток № 4 від “ 20 ” липня 2020 р. додається);

1.4. Додаток № 5 “ Порядок участі Споживача в графіках обмеження електроспоживання та графіках аварійних відключень ” до Договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. викласти в новій редакції (додаток № 5 від “ 20 ” липня 2020 р. додається);

1.5. Додаток № 6 “ Акт розмежування балансової належності електромереж та експлуатаційної відповідальності сторін ” до Договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. викласти в новій редакції (додаток № 6 від “ 20 ” липня 2020 р. додається);

1.6. Додаток № 7 “ Однолінійна схема ” до Договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. викласти в новій редакції (додаток № 7 від “ 20 ” липня 2020 р. додається);

1.7. Додаток № 8 “ Порядок розрахунку втрат електроенергії в мережі споживача ” до Договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. викласти в новій редакції (додаток № 8 від “ 20 ” липня 2020 р. додається);

1.8. Додаток № 11 “ Відомості про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії субспоживачів ” до Договору № 4245100 від 01 січня 2019 р. викласти в новій редакції (додаток № 11 від “ 20 ” липня 2020 р. додається);

1.9. Доповнити договір № 4245100 від 01 січня 2019 р. додатком №10 “ Договір про надання послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії ” (додаток №10 від “ 14 ” липня 2020р. додається).

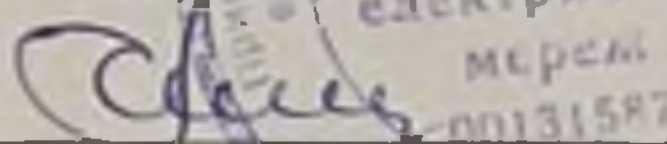
2. Всі інші умови вищевказаного договору залишаються незмінними, і сторони підтверджують по них свої зобов'язання.

3. Додаткову Угоду складено у двох оригінальних примірниках, по одному для кожної із сторін.

4. Додаткова Угода вступає в силу з моменту підписання її сторонами та вважається невід'ємною частиною до Договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.

ОПЕРАТОР СИСТЕМИ

Стрийський РЕМ ПрАТ “Львівобленерго”
82400, м.Стрий, вул.Незалежності, 19
р/р UA573257960000026007300584843 в філії
Львівське ОУ АТ “Ощадбанк” МФО 325796
ЄДРПОУ 00131587

 **Р. Стеців**

М.П.

Вик.:  М.Михайлишин (юрисконсульт)

СПОЖИВАЧ

СФГ “ ПОВЕРНЕННЯ ”

82442, Львівська обл., Стрийський р-н, с. Ярушичі



 **Я.Шакало**

Паспорт точки (точок) розподілу електричної енергії

Інформація щодо об'єкта споживача:

Вид об'єкта : ферма

Адреса об'єкта: с.Комарів, вул. Івана Франка, 2 «А»

Приєднана потужність 49 кВт.

Дозволена потужність 49 кВт.

Категорія надійності струмоприймачів III

№ п/п	ЕІС код точки розподілу	Ступінь напруги (кВ)	Схема живлення (1ф./3ф.)	Встановлені запобіжники чи запобіжні автомати		
				тип	напруга (кВ)	струм (А)
1	62Z3504398882288	0,4	3ф	EATON	0.4	80

Межа розподілу (точка розподілу електричної енергії) встановлюється на межі балансової належності мереж відповідно до акта розмежування балансової належності електричних мереж (за ознаками права власності) та експлуатаційної відповідальності сторін, який є додатком № 6 до Договору споживача про розподіл електричної енергії.

Однолінійна схема (схема електропостачання споживача із зазначенням ліній, що живлять електроустановки споживача, і точок їх приєднання), відображається в додатку № 7 до Договору споживача про розподіл електричної енергії.

Відомості про засіб (засоби) вимірювання обліку активної та реактивної електричної енергії, що використовується на об'єкті (об'єктах) споживача, сторона, відповідальна за збереження тощо зазначаються в додатку № 3 "Відомості про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії" до Договору споживача про розподіл електричної енергії.

У разі виникнення зобов'язань Споживача щодо оплати послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії, сторонами застосовується додаток №10 до Договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.

За необхідності, інформація щодо порядку участі споживача в графіках обмеження електроспоживання та графіках відключень, порядку розрахунку втрат електроенергії в мережах споживача та рівнів екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання Споживача, зазначаються в додатках №№ 5, 8 та 9.

Паспорт точки розподілу за об'єктом споживача є невід'ємним додатком до публічного договору про надання послуг з розподілу електричної енергії.

Усі зміни та доповнення до цього Паспорту оформлюються у разі зміни технічних характеристик об'єкта після отримання послуги з приєднання та/або на підставі узгоджених проектних рішень, виконання яких підтверджено документально.

Паспорт точки розподілу складено "___" _____ 20__ року:

Лесів І.М.
П. І. Б.

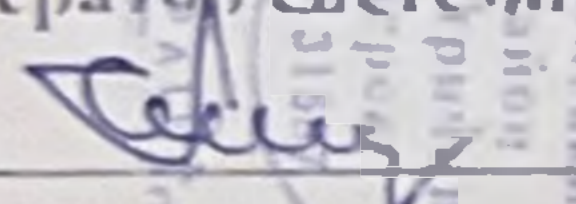
/ керівник ГТА
Посада

/ [підпис]
Підпис

Відомості про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії

№	Назва об'єкта	Адреса об'єкта	Ідентифікаційний номер за точки розподілу (ЕК код)	Придана потужність кВт (кВт)	Дозволена потужність (кВт)	Власна дозволена потужність (кВт)	Дані приладів обліку					Наявність втрат в технологічних мережах споживача (є/немає)	Ступінь напруги (кВ)	Години роботи в тиждень (робочих днів/год в день)	
							Місце встановлення засоба обліку	№ приладу обліку	Вид енергії С.А. С.Р. С.Г	Дані розрахункового коефіцієнта					Розр коеф
										І т-ра	ІІ т-ра				
1	ферма	с. Комарів, вул. Івана Франка. 2 «А»	62Z3504398882288	49	49	49	ВШО	10341791	С.А. С.Р. С.Г	-	-	1	немає	0,4	7/24

* У випадку обліку засобів обліку (трансформатор струму, трансформатор напруги) сторонами складається відповідний документ, який вважатиметься невід'ємною частиною договору.

Оператор системи

Степів Р.М.
(П.І.Б., підпис) МП

Споживач

Господарське товариство «Споживач»
Стерильське (Фермерське) господарське товариство
Іден код 19327889

Виконавець
Лесів І.М.  (П.І.Б., підпис)

Порядок розрахунків

1. Розрахунок Споживача з Оператором системи здійснюється у грошовій формі за чинними тарифами, які встановлюються відповідно до положень нормативно-правових документів НКРЕКП, згідно з договором споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.
2. Тариф (ціна) за послуги з розподілу електричної енергії на ринку електричної енергії затверджується Регулятором та розміщується на офіційному сайті Оператора системи.
3. Розрахунковим місяцем (періодом) вважається календарний місяць (з першого по останнє число місяця включно).
4. Якщо укладено новий договір, перший розрахунковий період починається з дня початку розподілу електроенергії і закінчується в останній день відповідного календарного місяця. У випадку припинення дії договору розрахунковий період для останнього платежу починається з першого дня останнього календарного місяця постачання електричної енергії та закінчується в останній день постачання електричної енергії.
5. Обсяг спожитої електричної енергії визначається згідно з Кодексом комерційного обліку.
6. Споживач, який за умовами п. 5.4 Договору самостійно здійснює розрахунки за послугу з розподілу з Оператором системи, оплачує цю послугу на умовах повної попередньої оплати. Розмір очікуваного обсягу споживання електричної енергії визначається у розмірі фактичних значень обсягу розподіленої електричної енергії за попередній період. Якщо фактичне значення обсягу розподіленої електричної енергії за попередній період дорівнює 0, а так само і для нових споживачів, розмір очікуваного обсягу визначається Оператором системи на основі очікуваних або розрахункових значень обсягу розподіленої електричної енергії на наступний період. Сума попередньої оплати визначається як добуток розміру очікуваного обсягу і тарифу розрахункового місяця. Сума попередньої оплати сплачується на поточний рахунок Оператора системи. Споживач зобов'язаний сплатити суму попередньої оплати не пізніше останнього робочого дня, який передує початку наступного розрахункового періоду. В разі несвоєчасної оплати Споживач зобов'язаний сплатити Оператору системи пеню в розмірі подвійної облікової ставки НБУ за кожний прострочений день оплати, враховуючи день фактичної оплати, та за весь період прострочення. Крім цього, Споживач зобов'язаний сплатити суму боргу з урахуванням встановленого індексу інфляції за весь час прострочення, а також три проценти річних від простроченої суми.
7. Під час визначення суми платежу остаточного розрахунку за поточний розрахунковий період Оператором системи враховуються суми проведених попередніх платежів у поточному розрахунковому періоді. Надлишкові кошти зараховуються Оператором системи в першу чергу, на погашення заборгованості (з найдавнішим терміном її виникнення) за цим Договором, у другу чергу – в рахунок наступних платежів. Кошти, перераховані Споживачем в більшому розмірі ніж виставлений рахунок або не в терміни, визначені договором, без погодження із Споживачем можуть бути повернуті Оператором системи на поточний рахунок Споживача.
8. Платежі за надання послуг з розподілу електричної енергії, послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії, пеня та інші нарахування згідно умов даного Договору, оформлені рахунками Оператора системи, оплачуються Споживачем самостійно протягом 5-ти операційних днів з дня отримання рахунків Споживачем.
9. У разі несвоєчасної оплати платежів, обумовлених даним Договором, Оператор системи проводить Споживачу нарахування плати за неустойку (штраф або пеня) та санкції, що сплачуються відповідно до ст.625 Цивільного кодексу України (індекс інфляції та 3% річних). Оплата послуги з розподілу електричної енергії та плата за неустойку (штраф або пеня) та санкції, що сплачуються відповідно до ст.625 Цивільного кодексу України (індекс інфляції та 3% річних) здійснюються на поточний рахунок Оператора системи.

10. Датою здійснення оплати за виставленим платіжним документом є дата, на яку оплачена сума коштів зараховується на поточний рахунок Оператора системи. Оплата вартості недорахованої електричної енергії здійснюється на поточний рахунок Оператора системи розподілу.

11. У платіжних дорученнях або інших платіжних (розрахункових) документах, в разі сплати на поточний рахунок Оператора системи, має обов'язково зазначатись така інформація: назва послуги або вид іншого платежу (індекс інфляції, пені, та інші нарахування); період, за який проводиться розрахунок; дата та № рахунка; № особового рахунка; сума податку на додану вартість.

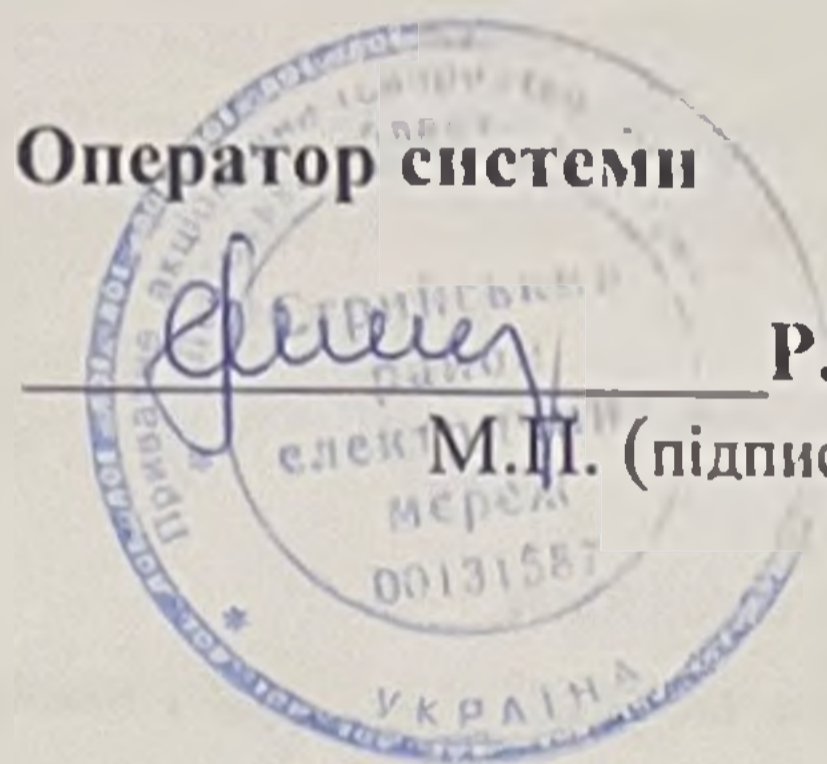
12. У випадку зміни статусу платника податку на додану вартість Споживачем, він зобов'язується повідомити Оператора системи про такі зміни протягом 10 (десяти) календарних днів з моменту переходу на інший статус оподаткування. В разі неналежного та/або несвоєчасного повідомлення Споживач відшкодовує Оператору системи в повному обсязі заподіяні збитки, в тому числі і сплачені Оператором системи штрафні та фінансові санкції за порушення норм податкового законодавства України.

13. За підсумками розрахункового місяця (періоду) Оператор системи оформляє та направляє (надає) Споживачу такі документи:

- акт про прийняття-передавання наданої послуги з розподілу електричної енергії;
- акт про прийняття-передавання наданої послуги з компенсації перетікань реактивної електричної енергії.

Оформлені належним чином Акти Споживач повертає Оператору системи у п'ятиденний термін. У разі неповернення Споживачем належно підтвердженого Акта та відсутності заперечень, останній вважається підтвердженим.

Оператор системи



Р.Стеців

М.П. (підпис, П.І.Б.)



Споживач

Я.Шакало

М.П. (підпис, П.І.Б.)

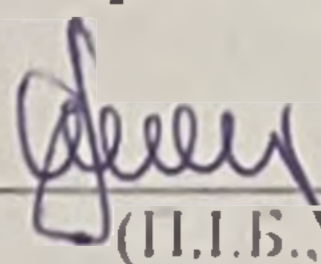
Виконавець

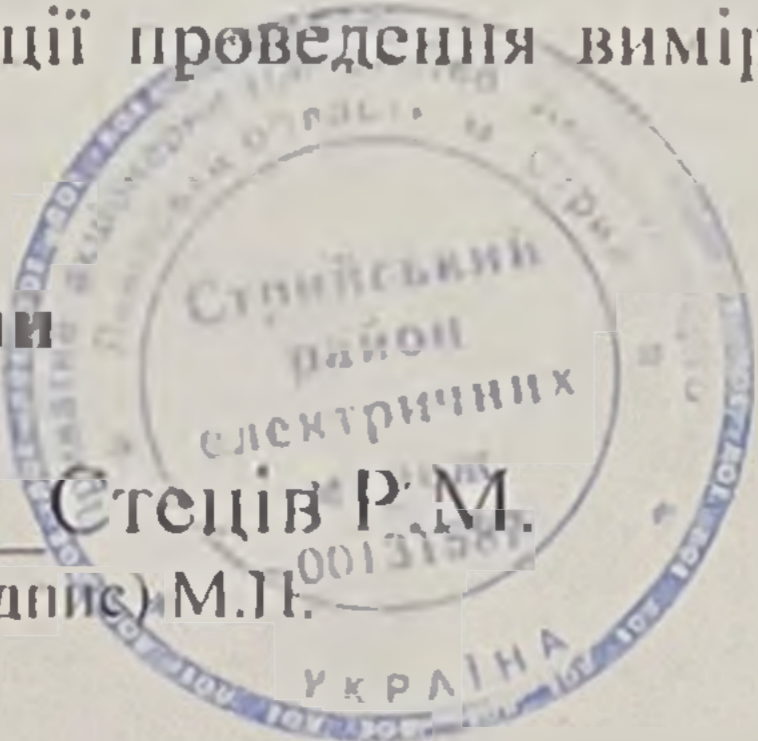
М.Михайлишин
(підпис, П.І.Б.)

Порядок участі Споживача в графіках обмеження електроспоживання та графіках аварійних відключень

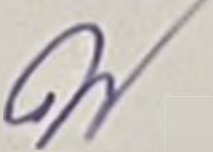
1. Оператор системи для попередження порушення сталої роботи Об'єднаної енергетичної системи України (далі – ОЕС) має право у виняткових випадках, визначених Кодексом систем розподілу, застосовувати заходи регулювання споживання з метою вимушеного зменшення величини споживання електричної енергії та потужності (аварійне розвантаження).
2. Аварійне розвантаження оперативним персоналом ОСР здійснюється згідно з такими графіками:
 - графіком обмеження споживання електричної енергії (ГОЕ);
 - графіком обмеження споживання електричної потужності (ГОП);
 - графіком аварійного відключення споживачів електричної енергії (Г АВ);
 - спеціальним графіком аварійних відключень (СГ АВ);
 - графіком погодинного відключення (ГП В).
3. ГОЕ, ГОП, Г АВ, ГП В та СГ АВ щорічно складаються та встановлюються Споживачу Оператором системи в терміни/строки та в обсягах, що визначаються згідно з Інструкцією про складання і застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів та Інструкцією про складання і застосування графіків погодинного відключення електроенергії.
4. Величина черг обмежень обсягів споживання електричної енергії та потужності встановлюється та повідомляється Споживачу Оператором системи на період з 1 жовтня поточного року до 1 жовтня наступного року письмово в термін до 01 вересня поточного року.
5. Споживач зобов'язаний виконати комплекс заходів щодо забезпечення встановлених режимів електроспоживання (визначення струмоприймачів, які підлягають обмеженню та відключенню, порядок оповіщення персоналу, осіб відповідальних за виконання встановлених режимів), а також розробити організаційно-технічні заходи з безаварійної зупинки окремих виробництв та використання власних джерел живлення у разі одержання повідомлення про обмеження в електропостачанні.
6. У разі необхідності Споживач включається в Г АВ, СГ АВ, ГП В. Споживач погоджується, що з переліком ліній, які відключає Оператор системи у разі введення Г АВ, СГ АВ, ГП В та АЧР. Споживач може ознайомитися на офіційному сайті Оператора системи та не потребує від Оператора системи окремого письмового повідомлення про включення Споживача в Г АВ, СГ АВ, ГП В та АЧР.
7. Про введення черги самостійного обмеження (ГОЕ, ГОП) Оператор системи повідомляє Споживача телефонограмою. Про введення Г АВ, СГ АВ, ГП В, АЧР Оператор системи повідомляє Споживача шляхом розміщення відповідної інформації на офіційному сайті Оператора системи.
8. Споживачу заборонено перевід навантаження обмеження на інші лінії, приєднання. Споживач має право вводити в експлуатацію резервні джерела живлення за умов дотримання порядку взаємовідносин при їх експлуатації.
9. Необгрунтоване невиконання споживачем заданих обсягів обмеження або самовільне переведення навантаження, заведеного під Г АВ, ГП В, СГ АВ, АЧР та САВН, на інші джерела живлення системи розподілу дає Оператору системи право після попередження споживача про невиконання встановленого режиму та невжиття ним заходів щодо зниження навантаження протягом 10 хвилин відключити споживача від джерела електропостачання. Відповідальність за можливі негативні наслідки такого відключення покладається на споживача.
10. Для складання ГОЕ та ГОП Споживач надає Оператору системи дані за режимну добу згідно Порядку організації проведення вимірів електричного навантаження в режимний день та Кодексу систем розподілу.

Оператор системи


(П.І.Б., Підпис) М.П.



Стеців Р.М.



Виконавець

Лесів І.М.

(П.І.Б., Підпис)



Споживач

(П.І.Б., Підпис) М.П.

06 липня 2020

Додаток № 6

До Договору №

від "10" 7 2020 р.

Handwritten signature and date

АКТ розмежування балансової належності електромереж та експлуатаційної відповідальності сторін

Оператор системи

Головний інженер Стрийського РЕМ

(посада / назва)

в особі:

Юрця В.С.

(прізвище, ім'я, по батькові)

та Споживач

Фермерське господарство "ПОВЕРНЕННЯ"

(назва)

в особі:

керівник Шакало Я.В.

(прізвище, ім'я, по батькові)

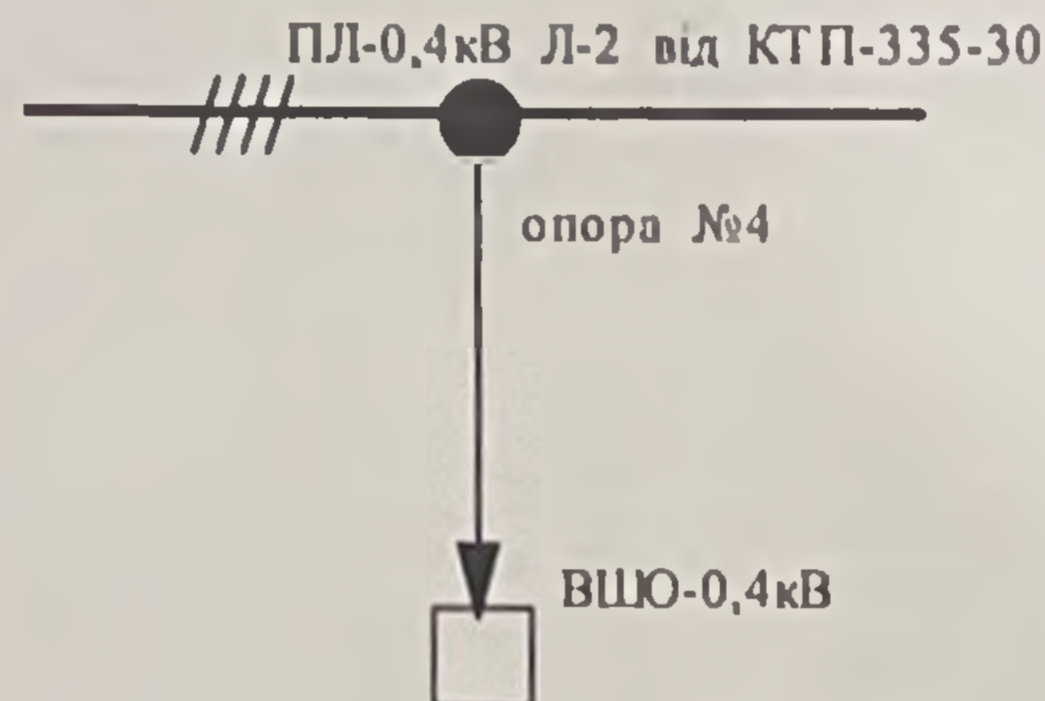
Цим актом установили:

1. Перелік об'єктів споживача та категорія надійності електропостачання:

№ п/п	Перелік об'єктів споживача їх адреса	Потужність (кВт)	Категорія надійності	
			Згідно визначення ПУЕ	Гарантована схемою
1	фермерського господарства, Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А"	49		III

2. Схема електропостачання об'єкта споживача:

Фід. Л-75-26 к.19
(КТП-335-30 с. Комарів(Т-1))



3. Балансова належність електромереж та установок:

Оператора системи:

ПЛ-1 кВ від оп.4 ПЛ-0,4кВ Л-2 від КТП-335-30 до ввідно-облікового пристрою фермерського господарства за адресою Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А".

Споживача:

Ввідно-обліковий пристрій фермерського господарства за адресою Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А", ЛЕП-1 кВ від ввідно-облікового пристрою фермерського господарства до ввідно-розподільчого пристрою фермерського господарства за адресою Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А", ввідно-розподільчий пристрій фермерського господарства за адресою Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А" та все електрообладнання об'єкту.

4. Межа балансової належності електромереж та установок встановлюється:

на вхідних затискачах дооблікового автоматичного вимикача 0,4 кВ в шафі комерційного вузла обліку електричної енергії

5. Межа експлуатаційної відповідальності електромереж та установок встановлюється:

на вхідних затискачах дооблікового автоматичного вимикача 0,4 кВ в шафі комерційного вузла обліку електричної енергії

6. Оператор системи несе відповідальність за:

технічний стан ПЛІ-1 кВ від оп.4 ПЛ-0,4кВ Л-2 від КТП-335-30 до ввідно-облікового пристрою фермерського господарства за адресою Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А".

7. Споживач несе відповідальність за:

технічний стан ввідно-облікового пристрою фермерського господарства за адресою Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А", ЛЕП-1 кВ від ввідно-облікового пристрою фермерського господарства до ввідно-розподільчого пристрою фермерського господарства за адресою Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А", ввідно-розподільчий пристрій фермерського господарства за адресою Стрийський р-н., с.Комарів, вул.Івана Франка, 2"А" та все електрообладнання об'єкту.

8. Сторони договору зобов'язуються забезпечити на своїх територіях охорону електромережі іншої Сторони за договором та цілодобовий вільний доступ персоналу для проведення необхідних робіт по обслуговуванню електромережі

Цей акт є невід'ємною частиною договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.

**Оператор системи
СТРИЙСЬКИЙ РЕМ**

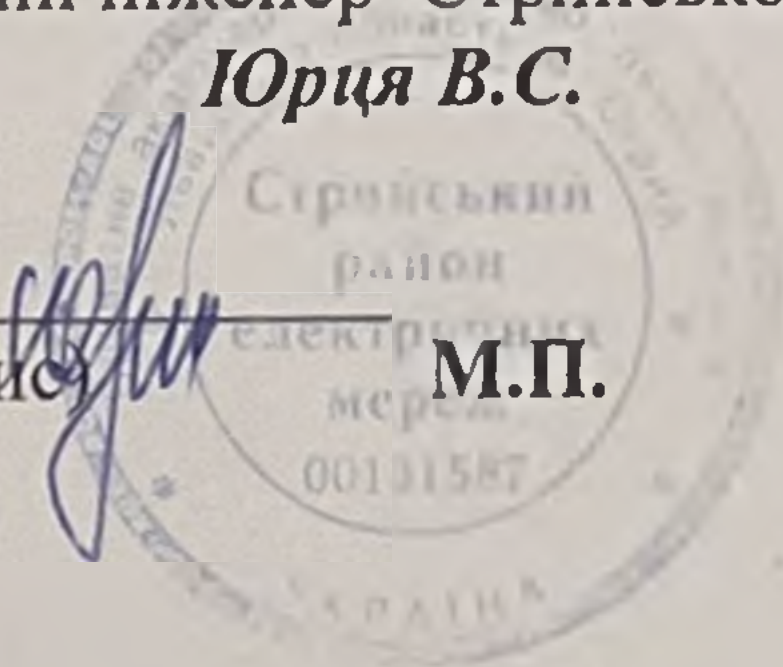
Головний інженер Стрийського РЕМ

Юрця В.С.

(підпис)

М.П.

Вик. Я.Сивий
Тел. 5-21-17



Споживач

Фермерське господарство "ПОВЕРНЕННЯ"

керівник

Шакало Я.В.

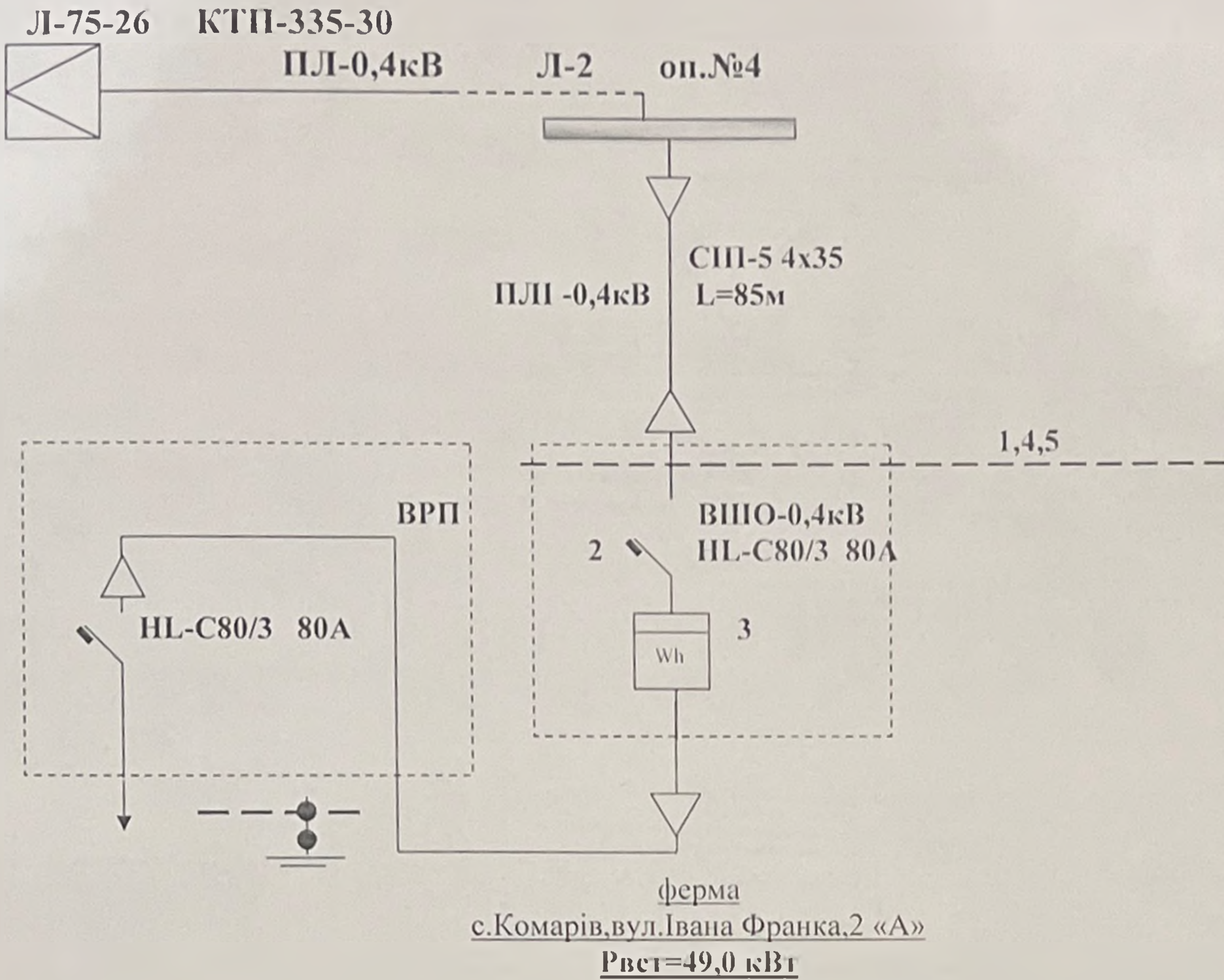
(підпис)

М.П.



Однолінійна схема електропостачання

1. точка розподілу електричної енергії;
2. точка захисту від перевантаження;
3. точка встановлення комерційних засобів обліку;
4. точка забезпечення угодженого рівня надійності електропостачання;
5. точка контролю параметрів якості електричної енергії.



Вихідні дані перевірів Лесів І.М. (П.І.Б., Підпис)

Оператор системи

М.П.
(П.І.Б., Підпис)



Споживач



Примітка:

Інформація, що зазначена у цьому додатку, є істотною та обов'язковою для цього Договору. У разі будь-яких змін, зазначених у цьому Додатку, Споживач (основний споживач) зобов'язаний повідомити про це Оператора системи розподілу електричної енергії за Додатку

**ПОРЯДОК РОЗРАХУНКУ ВІРАТ
електроенергії в мережі електроживлення**

1. **Назва Споживача:** ФГ "Повернення"
 2. **Адреса об'єкта:** с.Комарів, вул. Івана Франка, 2 «А»
 3. **Точка обліку (№ ТП, місце установки засоби обліку):** КТП-335-30, ВШО-0,4кВ

Розрахунок втрат електричної енергії в мережі здійснюється для рівня інформаційного забезпечення А (Б) у відповідності до Методичних рекомендацій «визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередач», затверджених наказом міністра енергетики та теплової енергетики України №200 від 21.06.2013 (далі Методичні рекомендації) та чинного законодавства.

4. **Вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії в трансформаторах.**
 4.1. Розрахунок втрат в двобоботкових трансформаторах здійснюється згідно п.5.5 та п.7.1 Методичних рекомендацій за наступними формулами:

$$\Delta W_T^{(P)} = 3 \cdot I_{\text{ши}}^2 \cdot R_T \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^3 \cdot T_p + P_{\text{нх}} \cdot T_{\text{н}}, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_T^{(Q)} = 3 \cdot I_{\text{ши}}^2 \cdot X_T \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^3 \cdot T_p + Q_{\text{нх}} \cdot T_{\text{н}}, \text{ кВАр} \cdot \text{год}$$

де $I^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{b \cdot T_p \cdot U_{\text{н}}^2}$, А; $R_T = \frac{P_{\text{кт}} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^3$, Ом
 де $X_T = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{кт}} \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 \right)^2 - R_T^2}$, Ом; $Q_{\text{нх}} = \frac{I_{\text{нх}} \cdot S_{\text{ном}}}{100}$, кВАр

- де K_{ϕ}^2 - коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначається згідно з п.6.11 Методичних рекомендацій
- I - середнє діюче значення сили струму в елементі мережі, А
- b - коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 1 для однофазної мережі.
- R_T - активний опір трансформатора (автотрансформатора), Ом
- X_T - реактивний опір трансформатора (автотрансформатора), Ом
- $W^{(P)}$ та $W^{(Q)}$ - перетікання відповідно активної та реактивної енергії через обмотку трансформатора (автотрансформатора) за розрахунковий період, кВт²·год (кВАр²·год)
- $P_{\text{кт}}$ - втрати короткого замикання трансформатора, кВт
- $P_{\text{нх}}$ - втрати неробочого (холостого) ходу трансформатора, кВт
- $I_{\text{нх}}$ - струм неробочого (холостого) ходу трансформатора, %
- $U_{\text{кт}}$ - напруга короткого замикання трансформатора, %
- $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА
- $T_p = 24 \cdot N_d$ - час роботи трансформатора під навантаженням протягом розрахункового періоду, годин. Де N_d - кількість днів роботи трансформатора у розрахунковий період. Розрахунковий період становить один календарний місяць.
- $T_{\text{н}}$ - число годин нахождення трансформатора під напругою протягом розрахункового періоду ($T_{\text{н}} = T_{\text{пр}} - T_{\text{в}}$, де $T_{\text{пр}}$ - тривалість розрахункового періоду, год; $T_{\text{в}}$ - час, протягом якого трансформатора було вимкнено, год).

4.2. Розрахунок втрат в триобмоткових трансформаторах або трансформаторах з розширеними обмотками здійснюється згідно п.5.1 Методичних рекомендацій за наступними формулами:

$$\Delta W_T^{(P)} = 3 \cdot (I_{\text{ши}}^2 \cdot R_{\text{ши}} \cdot K_{\phi\text{ш}}^2 + I_{\text{вс}}^2 \cdot R_{\text{сш}} \cdot K_{\phi\text{с}}^2 + I_{\text{нш}}^2 \cdot R_{\text{нш}} \cdot K_{\phi\text{н}}^2) \cdot 10^3 \cdot T_p + P_{\text{нх}} \cdot T_{\text{н}}, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_T^{(Q)} = 3 \cdot (I_{\text{ши}}^2 \cdot X_{\text{ши}} \cdot K_{\phi\text{ш}}^2 + I_{\text{вс}}^2 \cdot X_{\text{сш}} \cdot K_{\phi\text{с}}^2 + I_{\text{нш}}^2 \cdot X_{\text{нш}} \cdot K_{\phi\text{н}}^2) \cdot 10^3 \cdot T_p + Q_{\text{нх}} \cdot T_{\text{н}}, \text{ кВАр} \cdot \text{год}$$

- де $K_{\phi\text{ш}}^2, K_{\phi\text{с}}^2, K_{\phi\text{н}}^2$ - коефіцієнти форми графіка навантаження обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої та низької напруги, значення яких визначається згідно з п.6.11 Методичних рекомендацій
- $I_{\text{ши}}, I_{\text{сш}}, I_{\text{нш}}$ - середні протягом розрахункового періоду діючі значення сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої та низької напруги, А
- $R_{\text{ши}}, R_{\text{сш}}, R_{\text{нш}}$ - активні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої та низької напруги, Ом
- $X_{\text{ши}}, X_{\text{сш}}, X_{\text{нш}}$ - реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої та низької напруги, Ом
- $W_{\text{ши}}^P$ та $W_{\text{ши}}^Q, W_{\text{сш}}^P$ та $W_{\text{сш}}^Q, W_{\text{нш}}^P$ та $W_{\text{нш}}^Q$ - перетікання активної та реактивної енергії через обмотки трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої та низької напруги за розрахунковий період, кВт²·год (кВАр²·год)
- $P_{\text{ктши}}, P_{\text{ктсш}}, P_{\text{ктнш}}$ - втрати короткого замикання обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої та низької напруги, кВт
- $U_{\text{ктши}}, U_{\text{ктсш}}, U_{\text{ктнш}}$ - напруга короткого замикання обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої та низької напруги, %

4.3. Таблиця з вихідними даними силових трансформаторів

Найменування об'єкта	Точка обліку (№ ТП)	№ приладів обліку показів яких приймають участь у розрахунку втрат	Паспортні дані трансформатора										Середні коефіцієнти форми графіку навантаження K_{ϕ} згідно з п.6.11 Методичних рекомендацій		
			Тип, номінальна потужність S_n , кВА	Номінальна напруга U_n , кВ			Втрати, кВт		Струм $I_{\text{нх}}$, %	Напруга $U_{\text{кт}}$, %					
				ВН	СН	НН	$\Delta P_{\text{нх}}$	$\Delta P_{\text{кт}}$			ВН	СН	НН		
1	2	3	4	5	6	7	10	11	12	13	14	15	16		
			Т р а н с ф о р м а т о р												
Характеристика споживача															
ВН															
СН															
НН															
			Т р а н с ф о р м а т о р												
Характеристика споживача															
ВН															
СН															

5. Визначення витрат електроенергії в лінійній електропередачі (ЛЕП)

5.1. Розрахунок витрат в лінійній електропередачі здійснюється згідно п 7.2 та п 7.5.2 Методичних рекомендацій

$$\Delta W_{\text{ЛП}}^{(P)} = \pi \cdot I^2 \cdot R_{\text{ЛК}} \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^3 \cdot T_{\text{P}} + \Delta W_{\text{КЛ}}^{(P)}, \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$\Delta W_{\text{ЛП}}^{(Q)} = \pi \cdot I^2 \cdot X_{\text{ЛК}} \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^3 \cdot T_{\text{P}} - \sum_{\text{м}} \Delta Q_{\text{м}} \cdot I_{\text{м}} \cdot T_{\text{П}} = \pi \cdot I^2 \cdot X_{\text{ЛК}} \cdot K_{\phi}^2 \cdot 10^3 \cdot T_{\text{P}} - \sum_{\text{м}} b_{\text{м}} \cdot I_{\text{м}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot T_{\text{П}}, \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

- витрати електроенергії в лінійній повітряній лінії;

- витрати електроенергії в лінійній кабельній лінії;

$$\Delta W_{\text{КЛ}}^{(P)} = \Delta W_{\text{ПЕР}}^{(P)} \cdot I_{\text{Л}} \cdot T_{\text{П}} \cdot 10^3 / 8760, \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}}^{(P)} = \sum_{\text{л}} (\Delta Q_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}}) \cdot \text{таб } 6 \cdot T_{\text{П}}, \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

π - коефіцієнт, що дорівнює 1 для симметричного трифазного енергії і 2 для симметричного двофазного енергії;

$$R_{\text{ЛК}} = \sum_{\text{м}} R_{\text{ЛК}} \cdot I_{\text{м}} \quad \text{еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом}$$

$$R_{\text{ЛК}} \quad \text{активний опір фази на одній ділянці ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км}$$

$$X_{\text{ЛК}} = \sum_{\text{м}} X_{\text{ЛК}} \cdot I_{\text{м}} \quad \text{еквівалентний реактивний опір фази ЛЕП, Ом}$$

$$X_{\text{ЛК}} \quad \text{реактивний опір фази на одній ділянці ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км}$$

$$I_{\text{м}} \quad \text{номинальний струм ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) і врахуванням його провисання, укладання "зміявки" тощо, км}$$

$$\pi \quad \text{кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю)}$$

$$K_{\phi}^2 \quad \text{коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначається згідно п 6.11 Методичних вказівок}$$

$$I_{\text{НОМ}} \quad \text{номинальна напруга ПЛ для ПЛ у разі } U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ та для КЛ у разі } U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ, другим доданок при розрахунку витрат реактивної енергії в ЛЕП рівний 0}$$

$$T_{\text{P}} = 24 \cdot N_{\text{д}} \quad \text{час роботи ЛЕП під навантаженням протягом розрахункового періоду, год. Де } N_{\text{д}} \quad \text{кількість днів роботи ЛЕП у розрахунковий період. Розрахунковий період визначається згідно календарної мережі}$$

$$T_{\text{П}} \quad \text{число годин навантаження ЛЕП під напругою протягом розрахункового періоду } (T_{\text{П}} = T_{\text{П}} \cdot T_{\text{д}} \text{ де } T_{\text{П}} \quad \text{тривалість розрахункового періоду, год., } T_{\text{д}} \quad \text{час, протягом якого ЛЕП було навантажено, год.) год}$$

$$\Delta Q_{\text{м}} \quad \text{питома генерація реактивної потужності в точці ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу, кВтАр/км}$$

$$b_{\text{м}} \quad \text{питома емисія провідності в точці ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу, мкСм/км}$$

$$\Delta W_{\text{ПЕР}}^{(P)} \quad \text{питома середньорічна витрати електроенергії в лінійній ПЛ 1-го ступеня напруги встановлену у першому регіоні по кількості, тыс кВт}\cdot\text{год/км. При визначенні середньорічних значень витрат електроенергії в лінійній ПЛ слід множити середньорічні витрати на 1,4 - для місяців першого та четвертого кварталу і на 0,6 для місяців другого та третього кварталів}$$

$$\text{таб } 6 \quad \text{таблиця витрат електроенергії. Ці значення залежать від терміну експлуатації кабелів та лежать в межах від 0,016 до 0,022. Перше значення відповідає експлуатаційному терміну експлуатації КЛ до 20 років, друге - більше ніж 40 років. При терміні експлуатації від 20 до 40 років } \text{таб } 6 = 0,019$$

$$\Delta Q_{\text{л}} \quad \text{питома зарядна потужність кабелю 1-го поперечного перерізу } (\Delta Q_{\text{л}} = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{\text{л}} \cdot 10^3), \text{ кВтАр/км}$$

5.2. Таблиця зводними даними ЛЕП

Найменування об'єкта	Голов об'єкту (№ ПЛ)	№ привідня об'єкту повинні мати приймати участь у розрахунку витрат	U номінальна напруга ліній, кВ	Тип та марка ЛЕП	Питоми опір, Ом/км		b л - питома емисія провідності ПЛ, мкСм/км	ΔQ л - питома зарядна потужність КЛ, кВтАр/км	ΔW пер - питома середньорічна витрати електроенергії в лінійній ПЛ, тыс кВт}\cdot\text{год/км}	таб - табул. витрат електроенергії в лінійній ПЛ, тыс кВт}\cdot\text{год/км}	І - довжина ліній, км	Перегін проводу, км
					R а	X б						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
№			сер. значення		німа		весьма		літо		осінь	
Ферма	КТП-335-30	10341791	0,4	Л і н і я			в і д с у т н я					
№			сер. значення		німа		весьма		літо		осінь	
			0,4	Л і н і я			в і д с у т н я					
№			сер. значення		німа		весьма		літо		осінь	
				Л і н і я			в і д с у т н я					
№			сер. значення		німа		весьма		літо		осінь	
				Л і н і я			в і д с у т н я					
№			сер. значення		німа		весьма		літо		осінь	
				Л і н і я			в і д с у т н я					

6. Розрахунок витрат електричної енергії в мережах Основного споживача.

6.1 Для проведення комерційних розрахунків, розрахунковий облік має бути організований Основним споживачем таким чином, щоб забезпечити складання балансу електричної енергії у власних технологічних електричних мережах. Основний споживач повинен укласти договір про спільне використання технологічних електричних мереж та надавати Оператору системи у повному обсязі необхідні вихідні дані для визначення величини технологічних витрат електричної енергії, що пов'язані з передачею (транзитом) електричної енергії в електричних мережах інших суб'єктів.

6.2 Витрати електричної енергії в мережах Основного споживача, пов'язані з передачею електричної енергії Субспоживачам та або Оператору системи, рахуються пропорційно до частки в призначенні Субспоживачами та або Оператором системи та підносяться на баланс Оператора системи при умові виконання Основним споживачем умов п 6.1 цього Додатку.

Вихідні дані перевірено

Тести І М

[Handwritten signature]

Оператор системи

Стеція Р М

[Handwritten signature]

Споживач



ДОГОВІР

про надання послуг із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії

ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО", (далі – Оператор системи), що здійснює діяльність на підставі ліцензії на право провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, та Споживач уклали цей договір про надання послуг з із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії (далі – Договір КПРЕЕ) про таке.

1. Загальні положення

1.1. Оператор системи надає послуги із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії до електроустановок споживачів, що експлуатують електромагнітно незбалансовані установки з неефективним співвідношенням активної і реактивної потужності, а Споживач вживає вичерпних технологічних заходів щодо компенсації перетікань реактивної електричної енергії у своїх електричних мережах та/або здійснює оплату Оператору системи за перетікання реактивної електричної енергії згідно з умовами цього Договору та додатками до нього, що є його невід'ємними частинами.

1.2. Умови Договору на послуги з перетікань розроблені відповідно до Закону України Про ринок електричної енергії та Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року №312 (надалі - ПРРЕЕ), та є однаковими для всіх споживачів. Далі за текстом цього договору Оператор Системи та Споживач іменуються – кожний окремо Сторона, а разом Сторони.

2. Предмет Договору

2.1. Оператор системи надає Споживачу послуги з компенсації перетікань реактивної електричної енергії, а Споживач здійснює оплату за надані на межі балансової належності електромереж послуги згідно з умовами цього Договору та додатками до нього, що є його невід'ємними частинами.

3. Зобов'язання Сторін

3.1. Оператор системи зобов'язується:

виконувати умови цього Договору;

надавати на території здійснення ліцензованої діяльності послуги із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії до електроустановок споживачів;

забезпечувати безперешкодний доступ у робочий час представників Споживача до розрахункових вузлів обліку електричної енергії, що встановлені на об'єктах Оператора системи.

3.2. Споживач зобов'язується:

виконувати умови цього Договору;

здійснювати оплату за перетікання реактивної електричної енергії згідно з Порядком розрахунків за перетікання реактивної електричної енергії (додаток до Договору КПРЕЕ);

забезпечувати безперешкодний доступ у робочий час уповноважених представників Оператора системи до розрахункових вузлів обліку електричної енергії, що встановлені на об'єктах Споживача;

у разі припинення споживання електричної енергії внаслідок звільнення Споживачем займаного об'єкта письмово повідомляти про це Оператора системи за 20 робочих днів та здійснити повний розрахунок згідно з умовами цього Договору КПРЕЕ до дня звільнення об'єкта включно.

4. Права Сторін

4.1. Оператор системи має право:

на отримання від Споживача плати за перетікання реактивної електричної енергії, визначеної відповідно до Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії, затвердженої

центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі (далі - Методика обчислення плати);

на безперешкодний доступ (за пред'явленням службового посвідчення) до розрахункових вузлів обліку електричної енергії, що встановлені на об'єктах Споживача, для зняття показів, замірів потужності в години максимуму навантаження енергосистеми та для виконання інших робіт відповідно до цього Договору КПРЕЕ.

4.2. Споживач має право:

на отримання від Оператора системи інформації щодо порядку визначення плати за перетікання реактивної електричної енергії;

на доступ до розрахункових вузлів обліку електричної енергії, що встановлені на об'єктах Оператора системи, для зняття показів, замірів потужності в години максимуму навантаження енергосистеми та для виконання інших робіт відповідно до цього Договору КПРЕЕ;

на встановлення засобів вимірювальної техніки реактивної електричної енергії та впровадження технологічних заходів на вирішення питань з компенсації перетікань реактивної електричної енергії, спрямовані на забезпечення електромагнітної збалансованості електроустановок Споживача;

на відшкодування згідно з чинним законодавством збитків, заподіяних унаслідок порушення його прав.

5. Вимірювання та облік електричної енергії та порядок розрахунків

5.1. Вимірювання та облік активної та реактивної електричної енергії у Споживача, струмоприймачі якого приєднані до електричних мереж Оператора системи, здійснюється згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 311, та Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 312 (далі ПРРЕЕ).

5.2. У порядку передбаченому Додатком №4 до Договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії, Споживачем та Оператором системи оформлюються такі документи:

- акт про прийняття-передавання наданої послуги з компенсації перетікань реактивної електричної енергії;

- акт результатів замірів електричної потужності (у разі потреби за ініціативою Оператора системи).

За наявності введів на різних ступенях напруги та різних системах обліку значення показів надаються окремо за кожною точкою обліку.

5.3. Розрахунковим вважається місяць (період) зазначений в Додатку №4 Договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.

5.4. Розрахунок плати за перетікання реактивної електричної здійснюється відповідно до Методики обчислення плати та оформляється згідно з Порядком розрахунків за перетікання реактивної електричної енергії (Додаток до Договору КПРЕЕ).

Термін оплати рахунків зазначається на платіжному повідомленні та не має перевищувати 5 операційних днів з дня отримання рахунків Споживачем. Під час визначення суми платежу остаточного розрахунку за поточний розрахунковий період Оператором системи враховуються суми проведених попередніх платежів у поточному розрахунковому періоді. При відсутності заборгованості надлишок коштів, що надійшли протягом розрахункового періоду, зараховується в рахунок оплати наступного розрахункового періоду. Оплата заборгованості минулих періодів зараховується першочергово. Кошти, перераховані Споживачем в більшому розмірі ніж виставлений рахунок або не в терміни, визначені договором, без погодження із Споживачем можуть бути повернуті Оператором системи на поточний рахунок Споживача.

Датою здійснення оплати за виставленим платіжним документом є дата, на яку оплачена сума коштів зараховується на поточний рахунок Оператора системи.

5.5. У разі виникнення у Споживача заборгованості за цим Договором Сторони за взаємною згодою та у порядку, передбаченому чинним законодавством, укладають договір щодо реструктуризації заборгованості. Графік погашення заборгованості оформляється додатком до Договору на послуги з перетікань або окремим договором про реструктуризацію заборгованості.

У разі відсутності графіка погашення заборгованості та при відсутності у платіжному документі у реквізиті призначення платежу посилань на період, за який здійснюється оплата або перевищення суми платежу, необхідної для цього періоду, ці кошти, перераховані Споживачем, Оператор системи має право зарахувати як погашення існуючої заборгованості цього Споживача з найдавнішим терміном (строком) її виникнення.

Укладення Сторонами та дотримання споживачем узгодженого графіка погашення заборгованості не звільняє Споживача від оплати поточних платежів.

6. Відповідальність Сторін

6.1. Оператор системи несе відповідальність за безперервну передачу (безперервний розподіл) електричної енергії Споживачу.

6.2. Оператор системи не несе матеріальної відповідальності перед Споживачем за обмеження (припинення) постачання електричної енергії, яке викликане:

1) некваліфікованими діями персоналу Споживача;

2) умовами обмеження або припинення постачання електричної енергії у випадках, передбачених ПРРЕЕ;

3) автоматичним відключенням лінії живлення внаслідок пошкодження устаткування або діями Споживача, які викликали спрацювання автоматики за умови справності системи автоматичного відключення.

6.3. Споживач несе відповідальність за своєчасну сплату платежів, передбачених умовами цього договору. У разі внесення платежів, передбачених пунктами 3.2 та 5.4. цього договору, з порушенням термінів (строків) Споживач сплачує Оператору системи пеню в розмірі подвійної облікової ставки НБУ за кожний день прострочення платежу, враховуючи день фактичної оплати та за весь період прострочення. Крім цього, Споживач зобов'язаний сплатити суму боргу з урахуванням встановленого індексу інфляції за весь час прострочення, а також три проценти річних від простроченої суми. Сума пені зазначається в розрахунковому документі окремим рядком та санкції, що сплачуються відповідно до ст.625 Цивільного кодексу України (індекс інфляції та 3% річних).

7. Обставини непереборної сили

7.1. Сторони не несуть відповідальності за повне або часткове невиконання своїх зобов'язань за цим договором, якщо воно є результатом дії обставин непереборної сили. До обставин непереборної сили належать:

- виняткові погодні умови і стихійні лиха (ураган, буря, повінь, нагромадження снігу, ожеледь, землетрус, пожежа, просідання і зсув ґрунтів);

- непередбачувані ситуації, викликані діями Сторони, що не є Оператором системи і Споживачем електроенергії (страйк, локаут, дія суспільного ворога, оголошена та неоголошена війна загроза війни, терористичний акт, блокада, революція, заколот, повстання, масові заворушення, громадська демонстрація, протиправні дії третіх осіб, пожежа, вибух);

- умовами, регламентованими відповідними органами виконавчої влади, а також пов'язаними з ліквідацією наслідків, викликаних винятковими погодними умовами і непередбачуваними ситуаціями що перешкоджають виконанню договірних зобов'язань у цілому або частково. Термін (строк) виконання зобов'язань за цим договором у такому разі відкладається на період дії непереборної сили.

7.2. Сторона, для якої виконання зобов'язань стало неможливим внаслідок дії обставин непереборної сили, має письмово повідомити іншу Сторону про початок, тривалість та ймовірну дату припинення дії обставин непереборної сили.

7.3. Наявність обставин непереборної сили підтверджується відповідною довідкою, виданою Торгово-промисловою палатою України.

8. Строк договору

8.1. Договір КПРЕЕ набирає чинності з дня приєднання Споживача до умов Договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії і діє протягом дії Договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.

9. Інші умови

9.1. У разі розташування розрахункових засобів вимірювальної техніки електричної енергії, які перебувають на балансі однієї із Сторін, на території іншої Сторони, Сторони зобов'язуються допускати представників іншої Сторони на свою територію кожного разу у випадку настання потреби у доступі до засобів вимірювальної техніки.

9.2. Межа відповідальності за стан та обслуговування електроустановок визначається Актом розмежування балансової належності електромереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток №6 до Договору) та позначається на Однолінійній схемі (додаток №7 до Договору).

9.3. Dodatok до цього Договору КПРЕЕ та додатки до Договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії є невід'ємною частиною Договору КПРЕЕ.

9.4. Усі зміни та доповнення до цього Договору КПРЕЕ, викликані вимогами норм діючого в Україні законодавства, вносяться та узгоджуються Сторонами наступним чином:

- інформація публічного характеру - шляхом включення її в формат Договору КПРЕЕ, розміщеного на сайті Оператором системи;

- індивідуальні зміни - шляхом письмового повідомлення Споживача Оператором системи.

9.5. Сторони зобов'язуються письмово повідомляти про зміну реквізитів (місцезнаходження, найменування, організаційно-правової форми, банківських реквізитів тощо) не пізніше ніж через 10 днів після настання таких змін.

9.6. Суперечки щодо технічних питань розв'язуються центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, згідно з чинним законодавством. Усі інші суперечки, що впливають з цього Договору КПРЕЕ, вирішуються шляхом переговорів між Сторонами. У випадку, якщо їх неможливо вирішити шляхом переговорів між Сторонами, вони вирішуються в судовому порядку відповідно до чинного законодавства.

9.7. Якщо за ініціативою однієї із Сторін Договір КПРЕЕ оформлюється в паперовій формі, Договір КПРЕЕ укладається у двох примірниках, які мають однакову юридичну силу, один з них зберігається у Оператора системи, другий - у Споживача.

10. Місцезнаходження та банківські реквізити Сторін

Назва організації: ПрАТ "Львівобленерго"

Енергетичний ідентифікаційний код (ЕІС код) N 62X5128560798270

Адреса: 79026, м. Львів, Козельницька, 3

Телефон (0-32) 239-21-13, (0-32) 239-2114 ф.

Електронна адреса: kanc@loe.lviv.ua та офіційний веб-сайт: http:www.loe.lviv.ua

Номер поточного рахунка: UA573257960000026007300584843

в ТБВВ №10013/03 філії – Львівського обласного управління АТ "Ощадбанк"

МФО 325796

код ЄДРПОУ 00131587

ІПН 001315813027

Назва організації: СФГ " ПОВЕРНЕННЯ "

Адреса: 82442, Львівська обл., Стрийський р-н, с. Ярушичі

Електронна адреса: sfg-povernennya@ukr.net

Номер поточного рахунка:

в

МФО:

код ЄДРПОУ: 19327889

ІПН: 193278813118

Порядок розрахунків за перетікання реактивної електричної енергії

Цей порядок складено відповідно до Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії, затвердженої наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 06.02.18 № 87, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 02.04.18 за № 392/31844 (далі Методика).

1. Споживач: ФГ "Повернення"

2. Адреса: с. Комарів, вул. ФРАНКА, 2, корпус а

3. Встановлена потужність компенсувальних установок (КУ) Споживача:

№ п/п	Тип КУ	Номінальна напруга		Усього
		до 1000В	понад 1000 В	
1.	Конденсаторні установки, кВАр в тому числі:			
1.1	З автоматичним регулюванням, кВАр	0	0	0
1.2	З ручним регулюванням, кВАр			
2.	Синхронні двигуни (СД), кВт			
3.	Пристрої КРП, зблоковані з технологічним обладнанням, кВАр			

Відключені від електромереж установки повинні бути опломбовані персоналом електропередавальної організації (ЕО)* при складанні цього додатку та не вносяться до даної таблиці.

4. Плата за перетікання реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період визначається за формулою:

$$П = П_1 + П_2 - П_3, \quad (\text{грн.}) \quad (1)$$

де $П_1$ – основна плата за перетікання реактивної електроенергії, грн;

$П_2$ – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності (КРП), грн.;

$П_3$ – знижка плати у разі залучення споживача до регулювання балансу реактивної потужності (електроенергії), грн

Плата $П_1$ визначається за формулою:

$$П_1 = П_с + П_г, \quad (\text{грн.}) \quad (2)$$

де $П_с$ – плата за споживання реактивної електроенергії, грн;

$П_г$ – плата за генерацію реактивної електроенергії, грн.

Плата за споживання реактивної електроенергії розраховується за формулою:

$$П_с = \left(\sum_{i=1}^V W Q_{r(+),i} \times D_i - \sum_{j=1}^T W Q_{r(-),j} \times D_j \right) \times T \quad (\text{грн.}) \quad (3)$$

де D_i, D_j – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП) у вхідних і транзитних точках вимірювання, кВт/кВАр;

T – середня закупівельна оптова ринкова ціна на електроенергію за розрахунковий період, грн/кВт-год

У разі отримання від'ємного результату за формулою (3) значення $П_с$ приймається рівним нулю.

За наявності засобів обліку генерації реактивної електроенергії на всіх вхідних точках вимірювання плата за генерацію реактивної електроенергії визначається за формулою:

$$П_г = \left(\sum_{i=1}^V W Q_{r(+),i} \times D_i - \sum_{j=1}^T W Q_{r(-),j} \times D_j \right) \times T \quad (\text{грн.}) \quad (4)$$

У формулі 4 транзитні обсяги генерації реактивної електроенергії $W Q_{r(i)}$ враховуються тільки в точках вимірювання, де наявні засоби обліку генерації реактивної електроенергії.

За наявності в усіх точках вимірювання обліку, диференційованого за зонами доби, у формулі 4 використовуються обсяги генерації реактивної електроенергії в зоні нічного провалу добового графіка.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 4 значення $П_г$ приймається рівним нулю.

За відсутності хоча б в одній вхідній точці вимірювання засобу обліку генерації реактивної електроенергії плата за генерацію реактивної електроенергії визначається розрахунковим шляхом за формулою:

$$P_c = W Q \Gamma_{(0)} \times D_{cp} \times T, \quad (\text{грн.}) \quad (5)$$

де $D_{cp} = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^v D_i$ - середнє значення ЕЕРП за вхідними точками вимірювання об'єкта, кВт/кВАр.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП обчислюється за формулою:

$$P_2 = P_c \times (\text{tg}\varphi - 0,25)^2 \quad (\text{грн.}) \quad (6)$$

При $\text{tg}\varphi \leq 0,25$ (що відповідає економічному режиму роботи з $\cos\varphi = 0,97$) складова П2 приймається рівною нулю. Якщо $\text{tg}\varphi > 2$, у формулі 6 використовується $\text{tg}\varphi = 2$.

Умови розрахунку знижки плати П3 узгоджуються зі споживачем. Рішення про доцільність залучення споживача до регулювання електричних режимів перетікань реактивної потужності засобами його КРП або генераторних установок приймає Оператор системи.

Розрахункові втрати реактивної електроенергії в обладнанні технологічних мереж споживача (трансформатори, лінії, реактори тощо) в розрахунках за перетікання реактивної електроенергії не враховуються.

Значення ЕЕРП, що використовуються у формулах 3, 4, розраховуються за допомогою сертифікованого програмного комплексу КВАРЕМ або інших програмних комплексів, сумісних з ним за функціональними можливостями.

Математично ЕЕРП є частковою похідною за сумарними втратами активної потужності розрахункової схеми електричної мережі від реактивної потужності в точці розрахунку і обчислюється методом чисельного диференціювання за формулою:

$$D = (\Delta P_{(+)} - \Delta P_{(-)}) / 2\Delta Q, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (7)$$

де $\Delta P_{(+)}, \Delta P_{(-)}$ - відповідно сумарні втрати активної потужності в розрахунковій схемі електричних мереж у разі відхилення реактивної потужності в точці розрахунку на величини $+\Delta Q$ і $-\Delta Q$.

Обчислення ЕЕРП виконуються на основі інформаційної бази розрахункових схем магістральних мереж електроенергетична система (ЕС), розподільних мереж ЕП і технологічних мереж споживачів електроенергії.

5. Характеристики точок розрахункового обліку електроенергії:

№ п.п.	Точка обліку	Вид обліку (спожив., генер.)	Номер приладу обліку	Тип приладу обліку	Тр-тор струму $K_{тс}$	Тр-тор напруги $K_{тн}$	Коеф. обліку $K_o = K_{тн} K_{тс}$	Точка розрахунку ЕЕРП (п/ст., РП, ТП та ін.)	ЕЕРП (D), кВт/кВАр	Необхідність розрах. втрат у і тр-тор
1	ВШО-0,4кВ	СА,СР, СГ	10341791	NIK-2303 ARP3T	0	0	1	СКТП-335	0,0596	

$$D_{cp} = 0,0596$$

ЕЕРП вхідних точок вимірювання основного споживача розраховуються з урахуванням параметрів обладнання його електричних мереж (трансформаторів, ліній, реакторів тощо).

ЕЕРП транзитних точок вимірювання або вхідних точок вимірювання субспоживача визначаються значеннями ЕЕРП вхідних точок вимірювання основного споживача за нормальною схемою живлення.

Для транзитних точок вимірювання, що межують з мережами ЕП, або для вхідних точок вимірювання субспоживача (при розрахунках основний споживач - субспоживач) значення ЕЕРП можуть розраховуватись з урахуванням параметрів обладнання електричних мереж основного споживача і субспоживача за нормальною схемою живлення.

ЕЕРП є сумою двох складових за формулою:

$$D = D1 + D2, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (8)$$

де $D1$ - перша складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці вимірювання споживача на техніко-економічні показники в електричній мережі ЕС, кВт/кВАр;

$D2$ - друга складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці вимірювання споживача на техніко-економічні показники в електричній мережі ЕП, кВт/кВАр.

Складові ЕЕРП D1 розраховуються ЕС для кожного центру живлення її розрахункової схеми за нормальною схемою та характерним режимом основної мережі ЕС. Розрахункова схема та характерний режим визначаються режимом максимальних навантажень ЕС, що передус черговому перерахунку ЕЕРП (наприклад, режимом зимового максимуму). Результати розрахунків D1 затверджуються ЕС.

Складові ЕЕРП D2 розраховуються ЕП для точок вимірювання об'єкта за нормальною розрахунковою схемою живлення споживача та характерним режимом електричної мережі ЕП. Розрахункові схеми та характерні режими визначаються режимом максимальних навантажень ЕП, що передус черговому перерахунку ЕЕРП (наприклад, режимом зимового максимуму). Результати розрахунків D2 затверджуються відповідними ЕП.

Обчислення ЕЕРП виконується ЕО згідно з порядком, встановленим Методикою. При проведенні перерахунків ЕЕРП ЕО письмовим повідомленням доводить до відома Споживача нові значення ЕЕРП не пізніше, ніж за місяць до початку розрахунків за новими значеннями. Дане повідомлення є невід'ємною частиною договору.

ЕО зобов'язана за запитом споживача надати йому можливість ознайомитись з розрахунками ЕЕРП.

Активна і реактивна потужність навантаження в точках вимірювання споживача для розрахунку ЕЕРП D2 визначається за режимом максимального навантаження об'єкта споживача (виміри зимового максимуму або літнього мінімуму, розрахункові значення за максимальним обсягом споживання, розрахункове навантаження трансформатора, дані проектної документації тощо).

Споживання реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період обчислюється за формулою:

$$WQ_{c(0)} = \sum_{i=1}^V WQ_{c(+i)} - \sum_{j=1}^T WQ_{c(-j)}, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (9)$$

- де $WQ_{c(0)}$ - розрахункове значення споживання реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період, кВАр·год;
 i, j - відповідно індекси вхідних і транзитних точок вимірювання;
 V, T - відповідно кількість вхідних і транзитних точок вимірювання;
 $WQ_{c(+i)}$ - обсяг споживання реактивної електроенергії i -ї вхідної точки вимірювання за розрахунковий період, кВАр·год;
 $WQ_{c(-j)}$ - обсяг споживання реактивної електроенергії j -ї транзитної точки вимірювання за розрахунковий період, кВАр·год.

Перелік транзитних точок вимірювання визначається залежно від порядку розрахунку між ЕП, основним споживачем та його субспоживачами.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 9 значення $WQ_{c(0)}$ приймається рівним нулю.

За відсутності у вхідній точці вимірювання засобу обліку споживання реактивної електроенергії ЕП за необхідності встановлює такий засіб обліку за власний рахунок і використовує його показники у формулі 9 або використовувати розрахункове споживання реактивної електроенергії, що обчислюється за формулою:

$$WQ_{c(+)} = W P_{c(+)} \cdot \text{tg}\varphi_H, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (10)$$

- де $W P_{c(+)}$ - обсяг споживання активної електроенергії у вхідній точці вимірювання за розрахунковий період, кВт·год;
 $\text{tg}\varphi_H$ - нормативний тангенс навантаження, який дорівнює 0,8.

Для розрахунку фактичного тангенсу навантаження об'єкта споживача розраховується споживання активної електроенергії за формулою:

$$W P_{c(0)} = \sum_{i=1}^V W P_{c(+i)} - \sum_{j=1}^T W P_{c(-j)}, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (11)$$

- де $W P_{c(0)}$ - розрахункове значення споживання активної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період, кВт·год;
 $W P_{c(-j)}$ - обсяг споживання активної електроенергії j -ї транзитної точки вимірювання за розрахунковий період, кВт·год.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 11 значення $W P_{c(0)}$ приймається рівним нулю.

Якщо на об'єкті споживача встановлено пристрої генерації активної електроенергії, що не є окремими вхідними точками вимірювання (блок-станції, когенераційні установки, дизельні генератори тощо), та за наявності на цих пристроях комерційного обліку генерації активної електроенергії, значення $W P_{c(0)}$, що використовується у формулі 4 для визначення фактичного коефіцієнта потужності, визначається з урахуванням генерації активної електроенергії у вхідних точках вимірювання і в точках вимірювання генераторних пристроїв за формулою:

$$WPr_{(0)} = \sum_{i=1}^V (WPr_{(+i)} - WPr_{(+i)}) - \sum_{j=1}^T WPr_{(-j)} + \sum_{s=1}^G WPr_{(ГП)}, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (12)$$

де $WPr_{(+i)}$ - обсяг генерації активної електроенергії і-ї вхідної точки вимірювання за розрахунковий період, кВт·год;

s, G - індекс і кількість точок вимірювання генераторних пристроїв;

$WPr_{(ГП)}$ - обсяг генерації активної електроенергії s-ї точки вимірювання генераторного пристрою на об'єкті споживача за розрахунковий період, кВт·год.

За відсутності хоча б в одній вхідній точці вимірювання засобу обліку генерації реактивної електроенергії обсяг генерації реактивної електроенергії об'єкта споживача визначається розрахунковим шляхом за формулою:

$$WQr_{(0)} = (Q_{ку} + 0,3 \cdot P_{ед}) \times t, \quad \text{кВАр}\cdot\text{год} \quad (13)$$

де $Q_{ку}$ - сумарна встановлена потужність КУ (в тому числі пристрої КРП, зблоковані з технологічним обладнанням) на об'єкті споживача, кВАр;

0,3 - рекомендований режим роботи високовольтних синхронних двигунів у режимі перекомпенсації з метою компенсації власної реактивної потужності;

$P_{ед}$ - сумарна встановлена потужність високовольтних (6, 10 кВ) синхронних двигунів на об'єкті споживача, кВт;

t - кількість годин у розрахунковому періоді, год.

Прийнята по середнім значенням, визначеним із співвідношення часових інтервалів за усереднений місяць:

де t_k - календарне число годин в розрахунковому періоді, год;

t_r - кількість годин роботи Споживача за розрахунковий період, год.

Наведені числові значення отримані з умов: рік - 365 днів; вихідних днів - 104; загальнодержавних святкових днів - 11.

В умовах відсутності або недостатності інформації про схеми живлення споживача використовуються середньозважені значення ЕЕРП для ЕП в цілому за формулою:

$$D_{ер} = D1_{ер} + D2_{ер}, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (14)$$

де $D1_{ер}$ - середньозважений ЕЕРП D1 центрів живлення споживачів ЕП від магістральних мереж ЕС;

$D2_{ер}$ - середньозважений ЕЕРП D2 точок вимірювання споживачів ЕП.

Розрахунок складової $D1_{ер}$ виконується за формулою:

$$D1_{ер} = \frac{\sum_{k=1}^{K1} (D1_k \cdot Q_{цж_k})}{\sum_{k=1}^{K1} Q_{цж_k}}, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (15)$$

де $K1$ - кількість центрів живлення розрахункової схеми ЕС, що межують із розрахунковою схемою ЕП;

$D1_k$ - значення ЕЕРП D1 k-го центру живлення, кВт/кВАр;

$Q_{цж_k}$ - сумарна реактивна потужність k-го центру живлення, кВАр.

Розрахунок складової $D2_{ер}$ виконується за формулою:

$$D2_{ер} = \frac{\sum_{n=1}^{K2} (D2_n \cdot Q_{н_n})}{\sum_{n=1}^{K2} Q_{н_n}}, \quad \text{кВт/кВАр} \quad (16)$$

де $K2$ - кількість точок вимірювання в електронній базі розрахунків ЕЕРП D2;

$D2_n$ - значення ЕЕРП D2 n-ї точки вимірювання, кВт/кВАр;

$Q_{н_n}$ - навантаження реактивної потужності n-ї точки вимірювання, кВАр.

6. Споживач до регулювання електричних режимів перетікань реактивної потужності засобами його КРП або генераторних установок не залучається. Розрахунок знижки плати ПЗ не проводиться.

7. Розрахункові втрати реактивної електричної енергії в обладнанні технологічних мереж Споживача (трансформатори, лінії, ректори, тощо) в розрахунках за перетікання реактивної електроенергії не враховуються.

8. Обчислення ЕЕРП виконується на основі інформаційної бази розрахункових схем магістральних мереж оператора системи передачі, розподільних мереж оператора системи розподілу і технологічних мереж споживачів електроенергії.

9. Черговий перерахунок ЕІРП повинен здійснюватися щодня протягом доби. Число перерахунків не повинно становити менше ніж один кожних двох годин.

10. Перерахунок значення ЕІРП Оператор системи повинен доводити до відома Споживача документально споживача письмовим повідомленням.

11. Оплата рахунків за перетікання реактивної електроенергії здійснюється на підставі рахунків, наданих Оператором системи обліку електроенергії в разі виникнення електричному вилученню перетіканню кабілеті.

За дату оплати рахунка приймається дата зарахування коштів на відповідний рахунок Споживача системи.

Терми оплати рахунка, вказані в письмовому повідомленні, не можуть перевищувати термін операційних дій з дня отримання (формування) рахунка Споживачем.

У платіжних дорученнях або інших платіжних розрахункових документах має бути вказано зазначатися така інформація: період, за який проводиться розрахунок, дата та № рахунка, № рахунку рахунка, сума податку на додану вартість.

12. У разі порушення розрахункового обліку реактивної електроенергії згідно з вимогами розрахунок даних про обсяги перетікання реактивної електроенергії в поточному розрахунковому періоді розрахунок здійснюється за середньодобовим обсягом поєднанні розрахунковий періоду, за який розраховується розрахунковий період згідно з п. 3.2, 3.6 та 3.10. Методики обчислення плати.

У випадку тимчасового порушення обліку реактивної електроенергії з боку Споживача розрахунок за перетікання реактивної електроенергії здійснюється згідно з п. 3.2, 3.6 та 3.10 Методики обчислення плати.

13. У разі зміни будь-яких умов (даних), що впливають на порядок розрахунку обсягів перетікання реактивної електроенергії об'єкта, Споживач зобов'язаний повідомити про це Оператора системи з метою уникнути внесення змін до Договору.

За наявності не достовірної інформації Споживача з метою встановлення фактичного стану здійснюється перевірка.

14. У разі фіксації значних обсягів генерації реактивної електроенергії з боку Споживача, вимірювання на об'єкті Споживача за допомогою пристроїв КРП для вимірювання потужності кабельних ліній Споживача, транзитних перетікань реактивної потужності через лінійні мережі Споживача або ЕІН, наявності пристроїв КРП в мережах субенергетичних мереж Споживача, встановити надати доступ працівникам ЕІН для відповідної перевірки щодо наявності у Споживача або субенергетичних мереж КРП. У разі відмови Споживача від такої перевірки ЕІН встановлює стандартні дані генерації реактивної електроенергії.

15. Якщо обсяг споживання активної електроенергії в годині вимірювання розраховується з урахуванням навантаження електроустановок Споживача на рівні мінімально допустимого рівня навантаження схеми, споживання реактивної електроенергії може визначатися згідно методикою обчислення нульових показників виводних лінійних ліній.

16. Розв'яз спорних питань між Споживачами щодо перетікання реактивної електроенергії здійснюється Держенергоглядом в межах повноважень, визначених чинним законодавством України, а також в судовому порядку.

18. В неробочий час конденсатори установки Споживача повинні бути ввіключені.



Виконавця:
(П.І.Б., Підпис)

Погоджено:
(П.І.Б., Підпис)

Додаток № 11
 До Договору № 444/00
 від 10 7 2015 р.

Відомість про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії субспоживачів (Оператора системи)

№	Назва об'єкта	Адреса об'єкта	Енергетичний ідентифікаційний код точки розподілу (ЕІС код)	Придбана потужність (кВА (кВт))	Дозволена потужність (кВт)	Власна дозволена потужність (кВт)	Дані приладів обліку					Наявність втрат в технологічних електричних мережах споживача (с/нечас)	Ступінь напруги (кВ)	Години роботи в тиждень (робочих днів/год в день)	
							Місце встановлення засобів обліку	№ приладу обліку	Вид енергії С.А.С.Р.С.Г	Дані розрахункового коефіцієнта					Розр коеф
										I т-ра	U т-ра				
1.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

* У випадку замовлення кожного засобу обліку або трансформатора струму чи напруги, сторонами складається відповідний документ, який вважається невід'ємною частиною договору.

Оператор системи
Степів Р.М.

(П.І.Б., підпис) МП
 Виконавець
Лесів І.М. (П.І.Б., підпис)

