ТЕХНІЧН РЕКОМЕНДАЦІЇ

щодо улаштування засобів комерційного обліку електричної енергії та встановлення автоматизованої системи збору даних та керування лічильниками (далі - АСЗД) / автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії (далі - АСКОЕ) для організації погодинного обліку електричної енергії на об'єкті споживача без установок генерації чи зберігання енергії _____ за адресою:

Згідно п. 5.2.1 гл. 5.2 р. V Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП) від 14 березня 2018 року № 311 (далі – ККОЕЕ) зі змінами, затвердженими постановою НКРЕКП від 20 березня 2020 року №716, електроустановки споживачів та інших учасників ринку мають бути забезпечені повіреними, введеними в експлуатацію та прийнятими до розрахунків (введеними в облік) вузлами обліку, а також (за потреби) засобами вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії, а саме:

1. Для розрахункового обліку електричної енергії мають використовуватися засоби обліку, які пройшли повірку або державну метрологічну атестацію.
2. Вузол обліку та відповідні точки вимірювання в електричних мережах, як правило, розміщуються на комерційній межі учасників ринку, або якнайближче до неї (п.5.1.4 -5.1.8 гл. 5.1 р. V ККОЕЕ).
3. Вузли обліку повинні улаштовуватись відповідно до вимог гл. 5.1 та гл. 5.2 р. V ККОЕЕ та після улаштування вузли обліку (засоби вимірювальної техніки (далі – ЗВТ) та інше обладнання вузлів обліку) мають бути введені в експлуатацію відповідно до вимог п.5.2.18–5.2.30 гл. 5.2 р. V ККОЕЕ. Установлення, налаштування, заміна, модернізація вузла обліку, а також введення в експлуатацію/облік, виведення з експлуатації/обліку вузла обліку та його складових виконуються на підставі заяви замовника (п.5.2.15 гл. 5.2 р. V ККОЕЕ). Встановлення лічильників та підготовка під пломбування обладнання повинно бути виконано відповідно до вимог п.1.5.26, п.1.5.29, п.1.5.31 ПУЕ.
4. Лічильники електричної енергії перед встановленням необхідно здати на вхідний контроль та параметризацію (перевірку параметризації) до АТ «Миколаївобленерго» (далі – Товариство).
5. Параметризація лічильників електричної енергії для всіх точок комерційного обліку (далі – ТКО) на ринку електричної енергії виконується ППКО відповідно до вимог гл. 5.18 р. V ККОЕЕ.

На ринку електричної енергії України в залежності від рівня напруги (характеристики точки комерційного обліку) застосовуються різні технічні вимоги до вузла обліку електроенергії (далі – ВОЕ) та ЗВТ (лічильники, вимірювальні трансформатори та допоміжне обладнання, їх клас точності, умови щодо забезпечення дистанційного зчитування результатів вимірювання та синхронізації часу тощо).

Рівень напруги, як характеристика ТКО, встановлюється відповідно до таблиці наведеної нижче в залежності від величин номінальної напруги «Uп» у точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів – у точці підключення високовольтної обмотки трансформатора струму), до якої відноситься ТКО:

Рівень напруги	Напруга (Uп)
4 (надвисока напруга)	Uп > 154 кВ
3 (висока напруга)	35 кВ < Uп ≤ 154 кВ
2 (середня напруга)	1 кВ < Uп ≤ 35 кВ
1 (низька напруга)	Uп ≤ 1 кВ

6. Мінімальні вимоги до класу точності та функціональності ЗВТ (лічильників електричної енергії і вимірювальних трансформаторів), що встановлюються у ВОЕ в залежності від рівня напруги для ТКО, вказано нижче в наведеній таблиці. За погодженням з ВТКО дозволяється використання ЗВТ вищого класу точності та функціональності.

Рівень напруги*	Приєднана потужність S(повна)/ P(активна)	Наявність функції інтервального обліку та дистанційного зчитування	Наявність зовнішнього джерела резервного живлення для лічильника	Клас точності				Період формування та передачі даних
				лічильники		вимірювальні трансформатори		
				активна енергія	реактивна енергія	ТС	ТН	
4	понад 63МВА/50МВт	так	так	0,2S	2	0,2S	0,2	щодоби
	до 63МВА/50МВт	так	так	C(0,5S)	2	0,2S	0,2	щодоби
3	понад 63МВА/50МВт	так	так	0,2S	2	0,2S	0,2	щодоби
	до 63МВА/50МВт	так	так	C(0,5S)	2	0,2S	0,2	щодоби
2	понад 1МВА(1МВт)	так	так	C(0,5S)	2	0,5S	0,5	щодоби
	від 160кВА(150кВт) до 1МВА(1МВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодоби
	до 160кВА(150кВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодоби
1	понад 160кВА(150кВт)	так**	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодоби/ щомісяця****
	до 160кВА(150кВт)	ні/так***	ні	A(2,0)	3	0,5S	0,5	щомісяця/ щодоби***

* рівень номінальної напруги в точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів - рівень номінальної напруги на первинній обмотці або у первинному колі вимірювального трансформатора струму);

** крім точок вимірювання об’єктів багатоквартирних житлових будинків та колективних побутових споживачів;

*** для точок вимірювання об'єктів (крім багатоквартирних житлових будинків та колективних побутових споживачів) з середньомісячним обсягом споживання електричної енергії понад 50 тис. кВт·год (фактичним за попередній календарний рік або заявленим для нових електроустановок), генеруючих електростанцій (зокрема генеруючих установок приватних домогосподарств), установок зберігання енергії з можливістю відпуску раніше збереженої електричної енергії до ОЕС України або в мережі інших суб’єктів господарювання, або якщо це необхідно для забезпечення комерційного обліку електричної енергії відповідно до вибраного споживачем тарифного плану електропостачання;

**** для точок вимірювання об’єктів багатоквартирних житлових будинків та колективних побутових споживачів.

7. Коефіцієнт трансформації розрахункових трансформаторів струму (ТС) повинен бути обраний таким, щоб при максимальному навантаженні приєднання струму вторинній обмотці трансформатору струму складав не менше 40% номінального струму лічильника для класу точності 0,5 S та не менше 20% для класу точності 0,2 S, а за мінімального навантаження – не менше ніж 5% для класу точності 0,5 S та не менше ніж 2% для класу точності 0,2 S (п.1.5.17 ПУЕ). Коефіцієнт трансформації ТС визначити проєктом.

8. Приєднання струмових ланцюгів лічильників до вторинних ланцюгів трансформаторів струму необхідно виконати окремо від ланцюгів захисту (п.1.5.18 ПУЕ).

9. Навантаження вторинних ланцюгів вимірювальних трансформаторів струму не повинне перевищувати номінальних значень. Перетин та довжина дротів та кабелів в ланцюгах напруги розрахункових лічильників повинні обиратися такими, щоб втрати напруги в цих ланцюгах не перевищували 0,25% номінальної напруги для трансформатора напруги класом точності 0,5 та 0,12% номінальної напруги для трансформатора напруги класом точності 0,2 (п.1.5.19 ПУЕ).

10. Трансформатори напруги (ТН) мають бути розраховані на робочу напругу приєднання, та первинна обмотка підключена безпосередньо з боку вищої напруги приєднання.

11. Провести розрахунок завантаження ТН, при необхідності встановити окремий ТН на потреби розрахункового обліку та релейного захисту по кожній секції шин.

12. Трансформатори напруги, які використовуються для обліку електричної енергії та захищені з боку вищої напруги запобіжниками мають бути обладнані пристроєм контролю цілісності запобіжників, який видає сигнал (світловий, звуковий, телемеханіки) (п.1.5.24 ПУЕ).

13. В ланцюгах обліку необхідно встановити випробувальну колодку, яка має забезпечувати закорочення вторинних кіл трансформаторів струму, відключення струмових ланцюгів лічильника та ланцюгів напруги в кожній фазі лічильників при проведенні їх заміни або перевірки, а також включення зразкового лічильника без відключення дротів і кабелів. Конструкція випробувальної колодки повинна забезпечувати можливість пломбування та відсутність доступу до вторинних ланцюгів розрахункових лічильників (п. 1.5.23 ПУЕ).

14. Забезпечити підключення лічильника електричної енергії до джерела резервного живлення для точок комерційного обліку з напругою в точці приєднання понад 1000 В.

15. Лічильник електричної енергії має бути додатково встановленим в окремий прозорий пластиковий бокс з можливістю опломбування. Пластиковий бокс має бути такої конструкції, щоб забезпечити простір між лічильником і всіма стінками боксу (в т. ч. задньої) не менше 0,05 м (п.1.5.30 ПУЕ), для забезпечення:

- умов експлуатації вимірювального комплексу (ВК) обліку у відповідності з вимогами заводських інструкції та нормативних документів;
- можливості безпечного встановлення, заміни та перевірки лічильників (п.1.5.23, 1.5.36 ПУЕ);
- забезпечення можливості опломбування ланцюгів обліку електроенергії (п.1.5.23 ПУЕ).

Лічильники електричної енергії, які використовуються для розрахункового обліку спожитої (відпущеної) електроенергії обов'язково повинні забезпечувати:

- облік активної, реактивної і повної енергії та потужності в одному або двох напрямах;
- діапазоном напруг від 3*57,7/100В до 3*240/415В з автоматичною настройкою;
- 4-х провідним типом підключення;
- миттєві, мінімальні, максимальні, середньоквадратичні значення частоти, фазової напруги і струмів;
- період інтеграції програмується: 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 30, 60 хвилин; глибина зберігання інформації (при періоді інтеграції 30 хвилин) не менше 90 діб, а при періоді інтеграції 60 хвилин – 180 діб;
- ведення пофазного профілю навантаження або величини струмів і напруги;
- зберігання енергонезалежній пам'яті профілю навантаження та журналу події не менше 60 діб;
- наявність двох (без врахування оптичного інтерфейсу з можливістю пломбування – він обов'язковий) незалежних електричних інтерфейсів RS232 та RS485;
- межа допустимої основної похибки не більше 0,5 с;
- підтримувати хоча б один з перелічених стандартів комунікаційного обміну МЕК 61107, RS-232, RS-485, DLMS-Cosem, МЕК 62056;
- клас точності 0,5S (якщо інший клас точності не обумовлений вимогами нормативних документів);
- точність ходу вбудованого годиннику має повністю відповідати вимогам стандарту IEC61038, IEC60687, IEC61036 та не повинна залежати від частоти опитування лічильника та інших зовнішніх факторів;
- підтримку протоколу, відповідно до стандарту IEC 62056 (DLMS/COSEM).
- підключення до резервного живлення.

Крім того, відповідно до п. 5.11.4 р. 5.11. гл. V ККОЕЕ передбачено, що у разі можливого зустрічного перетікання електричної енергії на межі електричних мереж суміжних власників лічильники, встановлені в ТКО, мають забезпечувати вимірювання електричної енергії в обох напрямах.

Створення, установлення, налаштування, заміна або модернізація автоматизованих систем, що використовуються для комерційного обліку (зокрема в оператора мережі, ППКО та споживачів), здійснюються відповідно до нормативних

документів, у яких зазначаються процедури та стадії створення автоматизованих систем. Автоматизована система, що забезпечує комерційний облік електричної енергії, приймається в експлуатацію у порядку, встановленому технічною документацією на її створення, де мають бути передбачені вимоги до складу і змісту робіт з підготовки системи до введення в експлуатацію, а також порядок контролю та приймання її в експлуатацію. Передбачені наступні етапи впровадження автоматизованої системи:

1. На підставі наданих технічних рекомендацій розробляється технічне завдання на створення АСЗД/АСКОЕ та надається на погодження до АТ «Миколаївобленерго».
2. Розробка проєкту організації АС: проєкт повинен відповідати вимогам ПУЕ, ККОЕЕ та інших нормативних документів по проєктуванню та експлуатації систем обліку спожитої електроенергії. В проєкті повинно бути передбачено:

– однолінійну схему з зазначенням місць встановлення вузлів обліку;
– порядок складання балансу електричної енергії;
– схему підключення вимірювальних кіл вузла обліку;
– схему з'єднань обладнання зв'язку;
– схему місць пломбування вузла обліку;
– ситуаційний план установлення вузла обліку;
– розташування межі балансової належності;
– організацію каналів зв'язку, якими має забезпечуватися передача інформації від автоматизованої системи.

Виходячи з міркувань технічної політики Товариства рекомендовано застосовувати в якості основного каналу зв'язку – GPRS передачу даних, що надаються операторами мобільного зв'язку із застосуванням комунікаційного обладнання (програмований GSM/GPRS модем з підтримкою VPN), додаткове обладнання для перезавантаження комунікаційного обладнання у разі збою в роботі.

У разі організації АСЗД лічильники електричної енергії необхідно передати на параметризацію разом з вищевказаними модемами для їх програмування під SIM-картку, яка входить до домену Товариства.

У разі організації АСКОЕ необхідно проєктом передбачити VPN доступ АСКОЕ Товариства до мережевого обладнання чи IP-адреси GPRS-картки, яка входить в домен Споживача/Виробника, або використати картку з «білою» IP-адресою та використати резервний канал передачі даних. В якості резервного каналу використовувати GPRS передачу даних із застосуванням GPRS модемів, при цьому передача даних повинна надаватися іншим оператором мобільного зв'язку відміним від оператора, що використовується для основного каналу зв'язку.

Інформаційний обмін між суміжними АСЗД/АСКОЕ споживача та АСКОЕ Товариства має відбуватися шляхом передачі погоджених з АТ «Миколаївобленерго» макетів, які повинні надсилатися електронною поштою в автоматичному режимі. Також необхідно передбачити безпосередній доступ для АСКОЕ АТ «Миколаївобленерго» по зчитуванню первинної бази даних кожного лічильника системи.

Спільне використання АСЗД/АСКОЕ має бути побудоване на таких основних принципах:

- власник АСЗД/АСКОЕ забезпечує передачу даних згідно погодженого макету щодоби в автоматичному режимі;
- оператор системи розподілу має безпосередній доступ до первинної бази даних (далі - ПБД) лічильників;

• власник АСЗД/АСКОЕ узгоджує з оператором системи розподілу час доступу до ПБД лічильників та відображає це в робочому проєкті окремим пунктом або розділом;

• пріоритет доступу до ЗВТ має власник ВТКО (далі - стороною, відповідальною за точку комерційного обліку).

Макети передачі даних, що використовуються, повинні забезпечувати час доставки звітної комерційної інформації (для суб'єктів енергоринку України) до 8-00 наступних за звітними діб.

3. Розробити АС наступним чином: у разі якщо до технологічних електричних мереж основного споживача приєднані електроустановки інших споживачів, власників мереж тощо, розрахунковий облік має бути організований основним споживачем таким чином, щоб забезпечити складення балансу електричної енергії у власних технологічних електричних мережах для проведення комерційних розрахунків відповідно до тарифної схеми споживання електричної енергії.

4. На стадії виконання проєкту узгодити з АТ «Миколаївобленерго»:

– організацію каналів передачі інформації;

– тип вибраних лічильників електричної енергії;

– тип, кількість, клас точності ТН і ТС, $К_{тт}$, $К_{тн}$ зі сторони вищої чи нижчої напруги;

– обсяг інформації по розрахунковим точкам обліку електроенергії, яка має передаватися до АТ «Миколаївобленерго»;

– передбачити можливість розвитку АСЗД/АСКОЕ в напрямку збільшення кількості та номенклатури приєднаних лічильників.

5. Передбачити роботи по:

– вимірюванню навантаження ТС, ТН розрахункових обліків електроенергії;

– вимірюванню падіння напруги в колах ТН розрахункових обліків електричної енергії. У разі позитивних результатів вимірювань по результатах складаються паспорти-протоколи вимірювальних комплексів та протоколи вимірювання вторинних ланцюгів ТС і ТН.

6. Проєктну документацію узгодити з відповідними службами АТ «Миколаївобленерго».

7. Автоматизована система, що забезпечує комерційний облік електричної енергії, вважається прийнятою в експлуатацію з дати складення та підписання акта прийняття у промислову експлуатацію

8. АСЗД/АСКОЕ споживача має забезпечити можливість інформаційної взаємодії з автоматичною системою ППКО. При проєктуванні АСЗД/АСКОЕ повинні бути використані розрахункові засоби обліку електричної енергії та комунікаційне обладнання, які враховують рекомендації ОСР, що дозволить організувати інформаційну взаємодію (збір даних щодо обліку електричної енергії) АСЗД/АСКОЕ споживача з автоматичною системою ОСР.

Обсяг споживання електроенергії споживачем з мереж АТ«МИКОЛАЇВОБЛЕНЕРГО» за розрахунковий місяць визначається за показниками лічильника електричної енергії, що розташовані в точці комерційного обліку – ТО1:

$$W_{прийом} = W^{A+}_{ТО1}$$

Додаток: Структура інформаційного макету, вимоги до листа та файлу – на 2 арк. в 1 прим.

Додаток

Структура інформаційного пакету.
Вимоги до листа та файлу.

Організація експорту файлів електронною поштою.

Обсяг інформації, що передається	Профіль навантаження на півгодинному інтервалі часу за попередню добу
Режим передачі (ініціалізація)	Автоматичний режим
Метод передачі	Експорт файлів електронною поштою
Регламент передачі	1 раз на добу до 8:00
Адреса одержувача	askue@energy.mk.ua askue_rusnak@energy.mk.ua askuenoe@gmail.com

Лист:

1. в полі «От» повинна бути зазначена валідна адреса відправника.
   Приклад: InGOK <st_sa@gmail.com>
2. В полі «Тема» зазначити призначення файлу.
   Приклад: ІнГОК звіт 917 для Миколаївобленерго (InGOK _917)
3. Ім'я (назва) файлу з добовим графіком навантаження повинне містити наступні дані: коротко найменування підприємства (о/р)_дата (рікмісяцьдень).в якості формату використовувати назву макета.(917 або 818)
   Приклад: InGOK _20100908.818 або 442525_20100908.917

Файл макету 30917:

1. Файл обов'язково повинен бути текстового формату.

Зміст файлу, який має бути прикріплений до поштового повідомлення відповідно до макету 30917 (полугодинні дані):
1-й рядок (24 символи):
((//30917:MMDD:NNNNNN:++
MM - номер місяця (01-12);
DD - номер дня місяця (01-31);
NNNNNN - код підприємства(о/р) .
2-а і подальші рядки:
(код параметра): добове значення: значення за 1-у півгодину: добове значення:значення за 2-у півгодину :….:значення за 47-у півгодину:значення за 48-у півгодину:
Всі значення параметрів - в кВт.год (кВАр.год).
Файл закінчується символами ==))
Кожен рядок закінчується символами CR (повернення каретки), LF (перевід рядка).
Формат коду параметра (від 4 до 14 символів):
PPPE
PPP - код точки обліку (від 3 до 13 символів);
E - власний номер параметра обліку:
прийом - актив - 1;
віддача - актив - 2;
прийом – реактив - 3;
віддача - реактив - 4.
Примітка. Код підприємства і коди точок обліку узгоджуються окремо.
Приклад макету:
((//30917:0811:442525:++
(544951):0:0:0:

347490:348480:350460:353430:343530:338580:322740:332640:336600:345510:339570:350460:358380:392040:
(544953):127710:9900:3960:5940:7920:7920:8910:7920:8910:8910:8910:7920:7920:7920:8910:7920:4950:2970:0:0:0