

ЗВІТ З МОНІТОРИНГУ ПРОЕКТУ СВ

**Період моніторингу:
01.01.2008 – 31.12.2011**

**Версія 2.0
27 березня 2012**

**«Модернізація системи розподільчих електромереж
ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго»**

ЗМІСТ

- A. Загальний опис проектної діяльності та інформація з моніторингу
- B. Ключові дії з моніторингу
- C. Забезпечення якості та заходи з її контролю
- D. Обчислення скорочень викидів ПГ
- E. Результати моніторингу скорочення викидів ПГ

РОЗДІЛ А. Загальний опис проектної діяльності та інформація з моніторингу**А.1. Назва проекту:**

«Модернізація системи розподільчих електромереж ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго».

Сектор 2 - «Розподілення енергії».

Дата: 27 березня 2012 р.

Версія: 2.0.

А.2. Інформація щодо схвалення та реєстрації проекту:

Проект отримав письмове схвалення з боку України (країни, в якій відбувається впровадження проекту) 24.11.2011р. (Лист-схвалення № 3445/23/7, виданий Державним агентством екологічних інвестицій України). Проект також був схвалений країною-покупцем скорочень викидів ПГ - Швейцарією (Лист-схвалення № J294-0485, виданий Федеральним департаментом навколишнього середовища, транспорту, енергетики та зв'язку Швейцарії 23.03.2012 р.).

А.3. Короткий опис проекту:

Основною метою реалізації Проекту Спільного Впровадження (далі ПСВ) «Модернізація системи розподільчих електромереж ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго» є здійснення програми технічного вдосконалення електричних мереж та обладнання, впровадження прогресивних технологій, перехід на більш високий рівень організації, передачі та розподілу електричної енергії.

Впровадження заходів, передбачених Проектом, дозволяє підвищити надійність та ефективність розподільчих електромереж Публічного акціонерного товариства «Чернівціобленерго» (далі ПАТ ЕК«Чернівціобленерго»), що дає змогу зменшити кількість електричної енергії, яка втрачається при її транспортуванні до споживачів усіх форм власності, завдяки чому зменшується виробництво електроенергії на теплових електростанціях і, відповідно, відбувається скорочення викидів парникових газів (ПГ).

Базовий сценарій передбачає подальше використання існуючого обладнання з веденням планових ремонтно-відновлювальних робіт без істотних капіталовкладень. При цьому втрати електроенергії в електромережах залишалися б сталими, що призвело б до викидів парникових газів від спалювання вичерпаного палива на електрогенеруючих підприємствах на допроектному рівні.

Проектний сценарій передбачає впровадження нового енергоефективного обладнання та комплекс організаційних і технічних заходів зі зниження технологічних втрат електроенергії (далі ТВЕ). Проектом передбачено формування системи управління ТВЕ в Компанії з метою ефективної реалізації ряду організаційних та технічних заходів, а також заходів із розробки та удосконалення методичного забезпечення зниження ТВЕ при реалізації ліцензованих видів діяльності з передачі та постачання електроенергії. Перелік цих заходів наведено нижче:

- проведення модернізації та впровадження нового енергоефективного обладнання;
- підвищення рівня надійності електропостачання;
- впровадження автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) периметру енергопостачальної компанії, АСКОЕ споживачів та підстанцій;
- впровадження комплексної Програми зниження технологічних витрат електроенергії.

А.4. Період моніторингу:

- Дата початку періоду моніторингу: 01.01.2008
- Дата закінчення періоду моніторингу: 31.12.2011

А.5. Методологія, застосована у проєкті:**А.5.1. Методологія базової лінії:**

Базова лінія для даного проєкту обиралась відповідно до вимог Керівництва з критеріїв встановлення базової лінії і моніторингу для проєктів Спільного Впровадження, Версія 02 (JI Guidance on criteria for baseline setting and monitoring, Version 02) та використовуючи «Об'єднаний інструмент для визначення базового сценарію і демонстрації додатковості» (Версія 03.0.0).

Базовий сценарій передбачає продовження існуючої практики із впровадженням мінімальних ремонтних робіт на фоні загального погіршення систем електропостачання. У разі нереалізації запропонованого проєкту електрична енергія, буде, як і раніше, транспортуватися із значними втратами в мережі. Втрати електроенергії у базовому сценарії визначаються для кожного проєктного року, у якому відбувається моніторинг проєктної діяльності. Ці втрати розраховуються для кожного окремого проєктного заходу на основі даних щодо стану мережі до моменту його впровадження.

Детальна інформація щодо алгоритму розрахунку базових емісій наведено у детермінованій ПТД версії 4.0.

А.5.2. Методологія моніторингу:

Запропонований проєкт використовує специфічний підхід для проєктів Спільного Впровадження на основі «Керівництва з критеріїв для встановлення базової лінії та моніторингу» (Версія 2) Комітету з нагляду за проєктами спільного впровадження (Joint Implementation Supervisory Committee – JISC¹). План моніторингу розроблений для точного і зрозумілого вимірювання та розрахунку обсягів викидів парникових газів та здійснюється відповідно до практики, яка встановилася на ПАТ ЕК «Чернівціобленерго» при вимірюванні переданої та спожитої електричної енергії. Моніторинг за проєктом не вимагає внесення змін в існуючу систему обліку та збору інформації. Усі дані моніторингу розраховуються, вимірюються та записуються для зберігання протягом усього періоду функціонування проєкту та додатково ще протягом двох років після передачі одиниць скорочення викидів, генерованих в рамках проєкту.

Проєкт «Модернізація системи розподільчих електромереж ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго» спрямований на зменшення технологічних втрат електроенергії при її транспортуванні до споживачів усіх форм власності. Втім, не можливо вважати, що за відсутності проєкту (у варіанті базового сценарію) відсоток втрат залишився б постійним (на рівні, що відповідає допроєктному), оскільки на нього також впливають й інші фактори, що не залежать від проєктної діяльності (наприклад, збільшення або зменшення кількості споживачів і т.д.). Водночас не можна достовірно оцінити та передбачити на майбутнє вплив інших факторів, окрім тих, що запропоновані проєктом. Тому запропонована методологія, яка базується на специфічному підході СВ, враховує скорочення втрат електроенергії, що досягаються за рахунок впровадження кожного конкретного проєктного заходу. При цьому розрахунок втрат у базовому сценарії фактично проводиться з урахуванням стану електромережі до моменту впровадження цього заходу. Таким чином, застосування розробленої методології для розрахунку емісій в базовому сценарії фактично призводить до їх заниження за рахунок врахування ефекту від впроваджених раніше енергозберігаючих заходів, що є консервативним.

¹ http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf

Вхідні дані, що використовувались для розрахунку втрат електроенергії, є офіційними даними підприємства, що також використовуються для обчислення технологічних втрат електроенергії в розподільчих мережах Обленерго, які в подальшому погоджуються в Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України та затверджуються Національною комісією з питань регулювання електроенергетики України (далі НКРЕ).

Розрахунок згенерованих в рамках проекту ОСВ проводився відповідно до методики із затвердженої (ITL UA1000316) ПТД «Модернізація системи розподільчих електромереж ПАТ «Хмельницькобленерго», відповідно до Керівництва стосовно критеріїв встановлення базового рівня викидів і моніторингу (версія 03), пункт 9с (далі Методика).

Відповідно до Методики визначення технологічних втрат електроенергії базується на положеннях наступних галузево-нормативних документів:

- Закон України “Про електроенергетику” від 16 жовтня 1997 року № 575/97-ВР із змінами та доповненнями;
- ГОСТ 6570-96 «Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия»;
- ISO 14064-1: 2006 Greenhouse gases - Part 1: Specification with guidance at the organizational level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals;
- «Правила улаштування електроустановок», глава 1.5 Облік електроенергії;
- «Правила користування електричною енергією», затверджені постановою Національної комісії регулювання електроенергетики 31.07.96 №28 (з доповненнями та змінами від 17.10.2005 № 910);
- ГНД 34.09.104-2003 «Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії»;
- зміна № 1 до ГНД 34.09.104-2003 «Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії»;
- ГНД 34.09.203-2004 «Нормування витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-750 кВ і розподільчих пунктів 6-10 кВ. Інструкція»;
- «Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії» (Додаток 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії), затверджена Загальними щорічними зборами ОРЕ від 21.02.2003 і прийнята Постановою НКРЕ №480 від 30.05.2003 із змінами та доповненнями;
- Інструкція з складання, надання звітів та аналізу даних відомчої форми звітності 1Б-ТВЕ «Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах», затверджена Міністерством енергетики та електрифікації України 09 вересня 1997 р.;
- Форма №67-енерго «Звіт про організацію систем обліку активної електричної енергії у споживачів та про встановлення в електричних мережах споживачів та електропередавальних організацій систем автоматизованого обліку електричної енергії та локального устаткування збору і обробки даних (ЛУЗОД)», затверджена Наказом Мінпаливенерго України від 01 липня 2008 р. № 352 за погодженням з Держкомстатом України.

Положення цих документів є обов'язковими до виконання у всіх енергетичних компаніях (ЕК) України, які мають розподільчі мережі означених класів напруги.

Моніторинг обсягів ТВЕ в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії, що використані для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю для відповідних розрахункових періодів, здійснюють шляхом контролю:

- відповідності даних офіційної статистичної звітності енергопостачальної компанії за відомчою формою звітності 1-Б ТВЕ, формою № 67-енерго, а також даних річного звіту енергопостачальної компанії щодо кількості побутових споживачів електроенергії за відповідний рік, даним, що використані під час виконання розрахунків;
- відповідність порядку розрахунку обсягів ТВЕ до викладеного у Методиці.

План моніторингу включає в себе комплекс заходів, який задовольняє вимогам обраної методології моніторингу та гарантує можливість перевірки розрахунків скорочення викидів ПГ.

А.6. Статус реалізації, включаючи основні етапи проекту:

Статус реалізації проекту протягом звітнього періоду 01.01.2008 – 31.12.2011, включаючи основні його етапи, надано у Таблиці 1.

Таблиця 1. Статус впровадження проекту

№ п/п	Найменування заходів	Один. виміру	2008	2009	2010	2011
1	Заміна на ПЛ проводу на провід більшого перетину на ПЛ-10 кВ на ПЛ-0,4 кВ	км	-	19,4	-	11
		км	-	17,1	-	148
2	Заміна перевантажених і установка додаткових силових трансформаторів	шт	5	8	6	51
3	Будівництво ПЛ-10 кВ ПЛ-0,4 кВ	км	52,4	28,8	6,1	13,67
		км	89,5	214,1	105,3	94,90
4	Заміна однофазних лічильників на лічильники підвищеного класу точності	шт	4700	13037	10580	10399
5	Ремонт електролічильників	шт	-	-	-	-
6	Заміна аварійних ПЛ-0,4 кВ	км	3,9	8,9	11,4	9,0
7	Заміна сталевих дротів на ПЛ-0,4 кВ на дроти більшого перетину марки А і АС	км	-	-	-	-
8	Заміна неізолюваних вводів на вводи ізольованим проводом	шт	1700	2110	1940	6568
9	Будівництво розвантажувальних підстанцій	шт	34	36	8	12
10	Заміна і винесення лічильників на фасад будинків	шт	3300	3800	1210	6871
11	Заміна аварійних ПЛ-10 кВ	км	-	23,7	-	-
12	Заміна ТП-10/0,4 кВ	шт	15	7	13	-
13	Заміна фізично зношених масляних вимикачів на вакуумні	шт	25	-	10	8
14	Заміна кабельних ліній 10-0,4 кВ	км	10,4	2,2	2,1	0,53
15	Встановлення 3-х фазних багатофункціональних лічильників	шт	1100	833	240	2146
16	Заміна вводів 110 кВ з твердою ізоляцією	шт	-	-	-	-
17	Впровадження АСКОВЕ		8	3	-	-
18	Реконструкція ЗРУ-10 кВ та заміна трансформатора на ПС-110 кВ "Червоноармійська"		1	-	-	-

Впровадження заходів за проектом здійснюється згідно з проектним планом, що включено до плану фінансування.

А.7. Відхилення або зміни до зареєстрованої ПТД:

Незначне відхилення в обсязі ОСВ має місце у 2011 році. Досягнуті скорочення викидів перевищують прогнозовані у ПТД на 5 792 т CO₂-екв. Ця різниця є логічним відображенням того, що у ПТД для прогнозу скорочень викидів за 2011 рік використовувались середні значення за попередні роки (див. Детерміновану ПТД, версія 4.0), в той час як при складанні даного звіту використовувались фактичні значення з офіційних джерел.

А.8. Відхилення або зміни до зареєстрованого плану моніторингу:

Відхилення або зміни до зареєстрованого плану моніторингу відсутні.

А.9. Особи, відповідальні за підготовку та подачу звіту з моніторингу:**Власник проекту:**

Організація	Публічне акціонерне товариство ЕК «Чернівціобленерго» (далі ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго»)
Вулиця/поштова скринька	Прутська
Будинок:	23-а
Місто	Чернівці
Область:	Чернівецька
Поштовий індекс:	58008
Країна:	Україна
Телефон:	+380372551713
Факс:	+380372551713
Посада:	Директор з економіки і фінансів
Прізвище:	Бабак
Ім'я:	Тамара
По-батькові:	Володимирівна
Електронна пошта:	kanc@obl.cv.energy.gov.ua
Телефон (безпосередній)	+380372551713
Факс (безпосередній)	+38 0372551713
Мобільний телефон:	

Публічне акціонерне товариство «Енергопостачальна компанія «Чернівціобленерго» є учасником проекту.

Розробник проекту:

Організація	Карбон Менеджмент Компані (Carbon Management Company GmbH)
Вулиця/поштова скринька	Зонненштрассе (Sonnenbergstrasse)
Будинок:	18
Місто	Зарнен (Sarnen)
Область:	Область Обвальден (Kanton Obwalden)
Поштовий індекс:	6060
Країна:	Швейцарія
Телефон:	+ 41 41 544 07 71
Факс:	+ 41 41 544 07 72
Посада:	Директор
Прізвище:	Жирарде (Girardet)
Ім'я:	Алан (Alain)
По-батькові:	
Електронна пошта:	Girardet@carbonmc.com
Телефон (безпосередній)	+41 79 691 33 13
Факс (безпосередній)	+41 41 544 07 72
Мобільний телефон:	

Карбон Менеджмент Компані (Carbon Management Company GmbH) є учасником проекту.

РОЗДІЛ В. Ключові дії з моніторингу

“Методика із затвердженої (ITL UA1000316) ПТД «Модернізація системи розподільчих електромереж ПАТ «Хмельницькобленерго», відповідно до Керівництва стосовно критеріїв встановлення базового рівня викидів і моніторингу (версія 03), пункт 9с (далі – Методика) встановлює порядок та використовується для розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні кінцевим споживачем чи витрачаються при її передачі та постачанні при оцінці скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження за статтею 6 Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату та інших проектів, що спрямовані на скорочення викидів парникових газів.

Методика містить вказівки щодо порядку розрахунку зазначених показників та джерел вихідних даних, які використовуються при цих розрахунках. Розрахунок зазначених показників ведеться за фактичними результатами діяльності теплових електростанцій, оператора магістральних електричних мереж та енергопостачальних компаній. Розрахунок питомих викидів двоокису вуглецю при споживанні електричної енергії чи при її передачі та постачанні базується на даних щодо технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах.

Відповідно до положень Методики дані щодо технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах приймаються за даними річного звіту за формою 1-Б ТВЕ "Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах" (далі - форма 1-Б ТВЕ).

Розрахунок питомих непрямих викидів двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, що споживається споживачем та витрачається при її передачі та постачанні слід виконувати окремо.

Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, що витрачається на її передачу та постачання енергопостачальною компанією визначають за формулою (6) Методики, у якій використовуються дані щодо ТВЕ в магістральних електричних мережах 800-220 кВ у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу та дані щодо ТВЕ в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальних компаній у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу згідно з даними форм 1-Б ТВЕ за відповідний рік. Отже передбачено використання даних рядка 19 “Відсоток звітних ТВЕ (ЗЗТВЕ) від відпуску електроенергії в мережу” форм 1-Б ТВЕ.

Оцінку скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження за поточний розрахунковий період (рік) відповідно до положень Методики здійснюють шляхом обчислення різниці між базовими викидами (за базовий рік) та проектними викидами (за поточний розрахунковий рік).

Особливістю процесу передачі та постачання електроенергії є те, що показники структури балансу електроенергії (надходження та віддача електроенергії (сумарні значення та значення на ступенях напруги), трансформування електроенергії між ступенями напруги, ЗЗТВЕ (сумарні значення та значення на ступенях напруги), НЗТВЕ (сумарні значення та значення на ступенях напруги), розрахункові перепуски електроенергії по ЛЕП та трансформаторах на ступенях напруги та відпуск (сальдоване надходження) електроенергії в мережу у різних розрахункових періодах (базовому та поточних) суттєво відрізняються між собою, оскільки змінюються обсяги постачання електроенергії споживачам та взаємні перетікання електроенергії між сусідніми енергопостачальними компаніями. При незначних змінах технічних характеристик мереж у розрахункових періодах суттєво можуть змінюватися обсяги передачі та структура постачання електроенергії, тобто енергетичні характеристики об'єкта, щодо якого слід виконати оцінку скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження. Така оцінка може бути виконана коректно тільки за умови приведення енергетичних характеристик об'єкта за розрахункові періоди до однакових умов. Енергетичною характеристикою об'єкта, що підлягає приведенню є структура балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ за відповідний рік.

Слід зауважити, що дані розділу 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії”, розділу 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій” та розділу 10 “Нормативне значення ТВЕ” форми 1-Б ТВЕ у різні розрахункові періоди обчислені відповідно до вимог різних, чинних на той час, нормативних документів і потребують приведення до чинної на тепер нормативної бази.

Дані розділу 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” до 31 березня 2004 р. обчислені відповідно до вимог ГКД 34.09.104-96 “Нормування технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах 154-0,38 кВ. Методичні вказівки”. В період з 1 квітня 2004 р по 31 березня 2009 р. – відповідно до вимог ГНД 34.09.104-2003, з 1 квітня 2009 р. і до тепер – відповідно до вимог ГНД 34.09.104-2003 з врахуванням Зміни № 1 до ГНД 34.09.104-2003.

Дані розділу 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій” до 31 березня 2004 р обчислені відповідно до вимог РД 34.09.208-81 «Інструкція по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ», в період 1 квітня 2004 р. і до тепер - відповідно до вимог ГНД 34.09.203-2004.

Отже, приведення до однакових умов даних у розділах 8 і 9 структури балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ за відповідні роки слід здійснювати за даними у цих же розділах форми 1-Б ТВЕ за 2010 р., що є роком приведення (масштабування).

5.3 Застосовуючи консервативний підхід, оскільки очевидно, що технічні характеристики мереж у 2010 р. з точки зору рівня ТВЕ є більш досконалішими, а ніж у будь-якому попередньому розрахунковому році, та виходячи з того, що розрахувати показники розділу 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” та розділу 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій” форм 1-Б ТВЕ за попередні розрахункові роки з використанням приведених даних у розділах 1, 2 і 3 та приведених нормативних характеристик ТВЕ (НХТВЕ) практично не можливо через необхідність розроблення для кожного попереднього року НХТВЕ відповідно до чинної на тепер нормативної бази, приведення даних у розділах 8 і 9 слід виконати таким чином:

Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП (рядок 8.1) дорівнюють значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по ЛЕП за відповідний попередній рік на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат розрахункового перепуску по ЛЕП за 2010 р. на відповідному ступені напруги;

Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.1) дорівнюють значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по трансформаторах за відповідний попередній рік на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат розрахункового перепуску по трансформаторах за 2010 р. на відповідному ступені напруги;

Умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.2) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин);

Інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах (рядок 8.4.3) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин);

Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій (розділ 9) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин).

Приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ слід здійснювати з використанням коефіцієнта приведення (масштабування),

який дорівнює для 2010 р. одиниці, для інших розрахункових років – частці від ділення відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за 2010 р. та відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за відповідний розрахунковий рік. Таке приведення, що здійснюється шляхом ділення значень у розділах 1, 2 і 3 у кожному розрахунковому році на коефіцієнт приведення (масштабування), буде коректним тільки при одночасному виконанні двох умов:

- відносні значення структури віддач електроенергії споживачам на ступенях напруги, що обчислені за даними розділу 3 у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу, за 2010 р. та кожен розрахунковий період є подібними та не мають явно виражених відмінностей;
- тренд коефіцієнтів приведення (масштабування) за 2010 р. та попередні розрахункові роки є стабільним, характеризується відсутністю різких коливань та має, як правило, тенденцію до зменшення, починаючи з 2010 р.

Рішення щодо приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії приймають, якщо наведені вище умови виконуються. Якщо ці умови не виконуються, то приведенню підлягають тільки дані у розділах 8 і 9 форм 1-Б ТВЕ.

У разі прийняття рішення щодо приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії дані розділу 1 “Надходження електроенергії в мережу”, розділу 2 “Трансформація електроенергії” та розділу 3 “Корисна віддача електроенергії” ділять на коефіцієнт приведення (масштабування). Всі інші дані форми 1Б-ТВЕ, окрім даних у розділі 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” і розділі 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій”, перераховуються відповідно до формул, викладених у Інструкції з складання, надання звітів та аналізу даних відомчої форми звітності 1Б-ТВЕ “Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах”.

Критеріями перевірки правильності приведення даних форм 1-Б ТВЕ з використанням коефіцієнта приведення (масштабування) є:

- рівність значень відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу (розділ 18) за 2010 р. та відповідні попередні роки;
- рівність відсотка звітних ТВЕ від відпуску електроенергії в мережу (рядок 19) у формах 1-Б ТВЕ за відповідний рік до приведення та після приведення даних форми 1Б-ТВЕ.

У разі зміни території ліцензованої діяльності енергопостачальної компанії з постачання електроенергії за регульованим тарифом, яка відбулася внаслідок її поділу та утворення на ній нової енергопостачальної компанії відповідно до рішення НКРЕ, та зміни, як наслідок, структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ для року, у якому відбувся такий поділ, та наступних після поділу років, може виникнути необхідність використання під час розрахунків непрямих викидів двоокису вуглецю розрахункових форм звітності 1Б-ТВЕ енергопостачальної компанії для частини розрахункових періодів (року, у якому відбувся поділ, та попередніх до року, у якому відбувся поділ).

Для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ здійснюють з використанням коефіцієнта приведення (масштабування) у випадку, якщо приведення цих же даних виконувалось для попередніх до 2010 року розрахункових періодів.

У разі приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів дані у розділах 8 і 9 приводять наступним чином:

Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП (рядок 8.1) дорівнюють звітному значенню за наступний розрахунковий період на відповідному ступені напруги помноженому на

квадрат розрахункового приведенного перепуску по ЛЕП за цей же період на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат звітного розрахункового перепуску по ЛЕП за цей же період на відповідному ступені напруги;

Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.1) звітному значенню за наступний розрахунковий період на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по трансформаторах за цей же період на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат звітного розрахункового перепуску по трансформаторах за цей же період на відповідному ступені напруги;

Умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.2), інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах (рядок 8.4.3) і нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій (розділ 9) приймають рівними звітним значенням.

Якщо дані у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів дорівнюють звітним значенням, то дані у розділах 8 і 9 також дорівнюють звітним значенням.

Сумарне значення у розділі 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” для усіх розрахункових періодів слід помножити на коефіцієнт погіршення електротехнічних показників з плином часу, значення якого відповідно до обґрунтувань, наведених у Додатку 3 до затвердженої (ІТЛ UA1000316) ПТД «Модернізація системи розподільчих електромереж ПАТ «Хмельницькобленерго», приймають не більшим ніж 1,15.

Структура ЗТВЕ в магістральних електричних мережах 800-220 кВ, відносно значення якого у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу відповідно до формули (6) “Методики розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні” використовують для розрахунку питомих непрямих викидів двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, містить технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мереж, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати. Нетехнічні втрати електроенергії в магістральних мережах обумовлені наявністю виключно метрологічних втрат, які під час кількісної оцінки структури нетехнічних втрат слід обчислювати на підставі фактичних метрологічних характеристик розрахункових засобів обліку. Таким чином ЗТВЕ в магістральних електричних мережах є такими, що виміряні системою обліку електроенергії з певною фактичною метрологічною похибкою та перераховуються у непрямі викиди двоокису вуглецю.

Структура ЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії містить технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мереж, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати. Нетехнічні втрати в місцевій (локальній) електричній мережі енергопостачальної компанії обумовлені наявністю метрологічних втрат та складових, що обумовлені заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам.

Метрологічні втрати електроенергії під час кількісної оцінки структури нетехнічних втрат необхідно обчислювати на підставі фактичних метрологічних характеристик розрахункових засобів обліку. Особливістю системи обліку електроенергії в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії є наявність сотень тисяч розрахункових засобів обліку, фактичні метрологічні характеристики яких не відомі. Тому при виконанні кількісної оцінки складової метрологічних втрат можуть бути використані тільки нормовані метрологічні характеристики розрахункових засобів обліку. Обчислене нормативне значення метрологічних втрат слід скоректувати з врахуванням фактичних метрологічних характеристик груп однотипних розрахункових засобів обліку, що визначені з певними припущеннями. В результаті отримаємо складову нормативних метрологічних втрат електроенергії.

Складові нетехнічних втрат, що обумовлені заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам, виникають:

- через крадіжки електроенергії та помилки під час обчислення обсягу постачання електроенергії і виписування платіжних документів;
- з технологічних причин, що пов'язані з процедурою формування значення віддачі електроенергії споживачам, а саме внаслідок обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію без виписування платіжних документів; використання під час виписування платіжних документів за розрахунковий місяць усереднених значень без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії; неоднотимчасного зняття показів розрахункових засобів обліку та наявності сезонної складової;
- з технічних причин, а саме: внаслідок роботи розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення.

Перші дві, з перерахованих вище, складові нетехнічних втрат обумовлені крадіжками електроенергії та недоліками в організації контролю за споживання електроенергії і оплатою за неї. Ці втрати представляють собою частину ЗЗТВЕ, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії. Їх дуже важко формалізувати, так як це значення складової нетехнічних втрат електроенергії визначаються в основному соціальними і організаційними факторами.

Значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії, не може бути перераховане у непрямі викиди двоокису вуглецю, оскільки має нетехнічне походження.

Значення третьої, з перерахованих вище, складової нетехнічних втрат, що пов'язана роботою розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення, слід оцінювати окремо, виходячи з фактичних метрологічних характеристик груп однотипних засобів обліку, що визначені з певними припущеннями.

Таким чином, ЗЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі енергопостачальної компанії (дані рядка 19 "Відсоток звітних ТВЕ (ЗЗТВЕ) від відпуску електроенергії в мережу" форм 1-Б ТВЕ) під час перерахунку у непрямі викиди двоокису вуглецю слід скоректувати з врахуванням нормативних метрологічних втрат електроенергії та складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлена недоліками в організації постачання електроенергії.

Виходячи із викладеного вище слід розробити порядок приведення структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ за розрахункові періоди до однакових умов та порядок коректування ЗЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для забезпечення можливості використання приведених розрахункових (скорегованих) ЗЗТВЕ для перерахунку їх у непрямі викиди двоокису вуглецю.

Під час розроблення порядку коректування ЗЗТВЕ слід виходити з того, що ЗНВЕ неможливо виміряти. Їх можна тільки з тією чи іншою похибкою обчислити. Значення цієї похибки залежить не тільки від похибок вимірювань надходжень і віддач електроенергії під час обчислення ЗЗТВЕ, значень складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії, тощо, але і від похибок розрахунку складових НЗТВЕ, в першу чергу технічних розрахункових втрат електроенергії в елементах мережі. Технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мережі є такими ж складовими балансу електроенергії як і втрати, що обумовлені похибками вимірювань, при аналізі яких застосовують інтервальні оцінки, що ґрунтуються на класі точності засобів обліку. Огляд літератури свідчить, що визначення похибок того чи іншого методу розрахунку втрат електроенергії зазвичай використовують для якісної оцінки його прийнятності. В практичних розрахунках, в тому числі під час обчислення структури НЗТВЕ, результати представляють детермінованими величинами.

В.1. Інформація щодо вимірювального обладнання:

Інформація щодо типів вимірювального обладнання, що використовувались у рамках моніторингу проекту, класів їх точності та процедур калібрування наведена у таблиці 2.

Таблиця 2. Вимірювальне обладнання, задіяне у моніторингу проекту

Вимірювальне обладнання	Тип	Виробник	Інтервал повірки	Клас точності
Лічильник електроенергії	ЦЭ-6807Б	"Енергоміра", м. Ставрополь;	16 років	1
Лічильник електроенергії	СОЕ-5020Н	ЗАТ "КОМПАНІЯ РОСТОК", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СОЕ-5028	ЗАТ "КОМПАНІЯ РОСТОК", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СО-ЕА05	ВО "Комунар, м. Харків;	16 років	1
Лічильник електроенергії	СО-ЕА09	ВО "Комунар, м. Харків;	16 років	1
Лічильник електроенергії	NP-06	ТОВ "Телекомунікаційні технології", м. Одеса	6 років	2
Лічильник електроенергії	НІК2102	ТОВ "НІК-ЕЛЕКТРОНІКА", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СОИ-446	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	8 років	2,5
Лічильник електроенергії	СО-U449M1	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СО-2	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	8 років	2,5
Лічильник електроенергії	СО-5	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	8 років	2,5
Лічильник електроенергії	5СМ4	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СО-197	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СО-193	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СО-5000	ЗАТ "КОМПАНІЯ РОСТОК", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СЕА-101	ТОВ "СЕА Електронікс", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	Енергія-9	ТОВ "Телекарт-прилад", м. Одеса	16 років	2

Вимірювальне обладнання	Тип	Виробник	Інтервал повірки	Клас точності
Лічильник електроенергії	Меркурий 201	ТОВ "НПК "Инкотекс", Російська Федерація	6 років	2
Лічильник електроенергії	Каскад 1.15	ВО "Київприлад", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СОЛО	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	16 років	2
Лічильник електроенергії	СОЭЭ-6705	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СА3У-И670М	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	ЦЭ-6803В	"Енергоміра", м. Ставрополь;	16 років	2
Лічильник електроенергії	NP-03	ТОВ "АДД- Енергія", м. Київ	6 років	0.5
Лічильник електроенергії	ЕТ	СП ЗАТ "ЕЛВІН", м. Київ	6 років	1
Лічильник електроенергії	CP4У-И673	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	ЦЭ6811	"Енергоміра", м. Ставрополь;	6 років	1
Лічильник електроенергії	SL 7000	Завод фірми Itron Franse, Франція	6 років	0.5
Лічильник електроенергії	Альфа	ТОВ "Эльстер Метроника", Російська Федерація	6 років	0.5
Лічильник електроенергії	ZMD	Заводи холдингу Landis+Gir Ltd, Швейцарія	6 років	0.5
Лічильник електроенергії	EMT	ЗАТ "ELGAMA- ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	0,5
Лічильник електроенергії	EMS	ЗАТ "ELGAMA- ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	1
Лічильник електроенергії	EMP	ЗАТ "ELGAMA- ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	1
Лічильник електроенергії	EPQS	ЗАТ "ELGAMA- ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	0,5
Лічильник електроенергії	LZQM	ЗАТ "ELGAMA- ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	1
Лічильник електроенергії	Меркурий 230	ТОВ "НПК "Инкотекс", Російська Федерація	6 років	1
Лічильник електроенергії	СА4Е-5030	ЗАТ "КОМПАНІЯ РОСТОК", м. Київ	16 років	1
Лічильник електроенергії	СТ-ЭА05	ВО "Комунар, м. Харків;	16 років	1
Лічильник електроенергії	СТ-ЭА08	ВО "Комунар, м. Харків;	16 років	1
Лічильник	НІК2301	ТОВ "НІК-	16 років	1

Вимірювальне обладнання	Тип	Виробник	Інтервал повірки	Клас точності
електроенергії		ЕЛЕКТРОНІКА", м.Київ		
Лічильник електроенергії	НІК2303	ТОВ "НІК-ЕЛЕКТРОНІКА", м.Київ	6 років	1
Лічильник електроенергії	СА4У-И678	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4У-И672М	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4-195	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4У-196	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4-198	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4-199	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	Каскад 3.1	ВО "Київприлад", м. Київ	6 років	2
Лічильник електроенергії	Ф68700В	"Енергоміра", м. Ставрополь;	6 років	1
Вольтметр	ЭЗ78	ПО"Краснодарский ЗИП"	4роки	2
Амперметр	ЭЗ78	ПО"Краснодарский ЗИП"	4роки	2
Фазометр	ВАФ-85	"Электроизмеритель"	1рік	1,5
Омметр	ЭСО-202	Уманское ПО "Мегометр"	1рік	1
Ватметр	Д 335	ПП "Западприбор"	4 роки	1,5



Рис. 1. Типовий лічильник електричної енергії



Рис. 2. Типовий вольтметр



Рис. 3. Типовий амперметр



Рис. 4. Типовий фазометр



Рис. 5. Типовий омметр



Рис. 6. Типовий ватметр

В.2. Збір даних (зведені дані за весь період моніторингу):**В.2.1. Перелік фіксованих параметрів та сталих значень**

Не застосовуються

В.2.2. Перелік параметрів, що підлягають періодичному моніторингу.

Таблиця №3 Параметри, які контролюються протягом всього періоду моніторингу, та використовуються для розрахунку емісій за базовим сценарієм

Позначення параметру	Опис	Джерела даних	Одиниці виміру даних	Частота записів
V_y	Загальне скорочення технічних втрат електричної енергії у розподільчій електромережі за період у проектного сценарію у порівнянні з базовим сценарієм	Розрахунки відповідно до Методики із затвердженої (ІТЛ UA1000316) ПТД «Модернізація системи розподільчих електромереж ПАТ «Хмельницькобленерго», відповідно до Керівництва стосовно критеріїв встановлення базового рівня викидів і моніторингу (версія 03), пункт 9с.	$MВт \cdot год$	Щорічно
GEF_y	Коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для проектів зниження витрат електричної енергії при її передачі електричними мережами України	Для 2008 р. - 1,082 ² Для 2009 р. - 1,096 ³ Для 2010р. - 1,093 ⁴ (Див. Дод. 2) Для 2011-2025 рр. - 1,090 ⁵	$t CO_2\text{-екв./}MВт \cdot год$ ($кг CO_2\text{-екв./}кВт \cdot год$)	Щорічно

Значення параметрів, що використовуються для розрахунку обсягу викидів ПГ за базовим сценарієм, для кожного року наведено у файлі Excel 20120327_ChOE_MR001.xls.

У зв'язку з тим що базові викиди розраховуються на основі різниці втрат електричної енергії до провадження та після впровадження проектних заходів, відповідно, **проектні викиди будуть дорівнювати нулю.**

В.2.3. Дані, що стосуються витоків:

Витоки шестифтористої сірки SF₆ (елегазу), що застосовується як тепловідвідне та ізолююче середовище у елегазових вимикачах та трансформаторах струму, а також непрямі сторонні витoki CO₂, CH₄, N₂O від видобутку палива та його транспортування, виключені відповідно до методології моніторингу, що наведена у детермінованій ПТД версії 4.0.

² <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127171>

³ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127172>

⁴ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=126006>

⁵ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>

В.2.4. Дані, що стосуються екологічних і суспільних впливів:

Впровадження проекту не викликає шкідливих впливів на навколишнє середовище. Єдиним впливом на довкілля є демонтоване обладнання, яке в подальшому використовується, як вторинна сировина.

У рамках проекту відбувається заміна електромереж, трансформаторів, лічильників та іншого електричного обладнання, яке використовується при транспортуванні електроенергії. Обладнання, яке виводиться з експлуатації в рамках реалізації проекту, списується та демонтується. При цьому Комісія складає «Акт на списання ОЗ-3» і готує висновок про неможливість подальшого використання цього обладнання. Обладнання описується та оприбутковується на склад (відповідно до Постанови КМУ №408 від 16.03.1999 «Про систему збирання, сортування, транспортування, переробки та утилізації використаної тари (упаковки) і твердих побутових відходів»⁶) з подальшою реалізацією до компаній, які займаються утилізацією металобрухту.

Впровадження даного проекту сприяє підвищенню якості обслуговування споживачів електричної енергії. Досвід співробітників ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго» та дотримання норм закону «Про електроенергетику» дозволяють звести до мінімуму можливість виникнення аварійних ситуацій в процесі впровадження даного проекту.

Транскордонні впливи від проектної діяльності, відповідно до їх визначення в тексті ратифікованої Україною «Конвенції про транскордонне забруднення на великій відстані», відсутні.

В.3. Надзвичайні ситуації та процедури виявлення і ліквідації несправностей на ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго»

У ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго» передбачені наступні процедури виявлення і ліквідації несправностей відповідно до детермінованої ПТД. Оператор повідомляє майстра трансформаторної підстанції про надзвичайну ситуацію чи несправність. Якщо несправність неможливо ліквідувати у цей же час, створюється комісія з 6-7 чоловік, яка складається з представників технічного департаменту, головного інженера, начальника зміни та провідних інженерів. Відповідно до виду несправності складається дефектний або аварійний акт, який з часом передається в управління ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго», після чого здійснюється ремонт обладнання. Усі записи щодо виявлених несправностей обладнання та їх ліквідації зберігаються у відповідних районних підрозділах ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго».

Протягом звітного періоду з 01.01.2008 по 31.12.2011 не було зареєстровано надзвичайних ситуацій та суттєвих технологічних порушень на ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго», що могли б вплинути на моніторинг проектних показників.

⁶ <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=408-99-%EF>

РОЗДІЛ С. Забезпечення якості та заходи з її контролю

С.1. Ролі та відповідальності

Операційна структура включає операційні відділи ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго» та персонал для експлуатації розподільчих електромереж. Структура управління моніторингу проекту також включає спеціалістів компанії-розробників проекту Карбон Менеджмент Компані (Carbon Management Company).

Детальна операційна структура управління наведена на рисунку 7.

Схема збору даних за допомогою автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) периметру енергопостачальної компанії наведена на рисунку 8.

Схема збору даних до впровадження автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) наведена на рисунку 9.

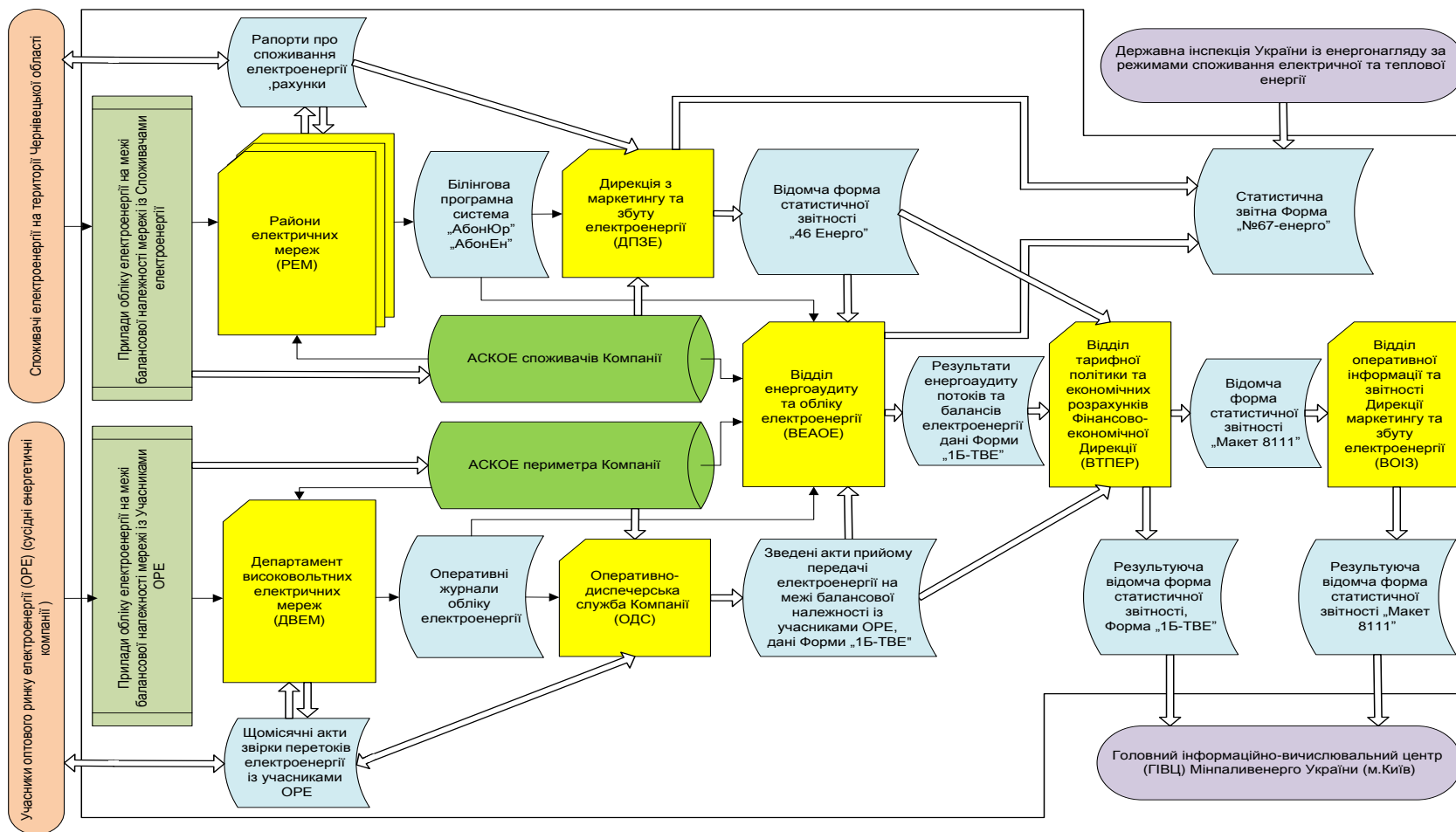


Рис. 7. Схема операційної структури управління проекту

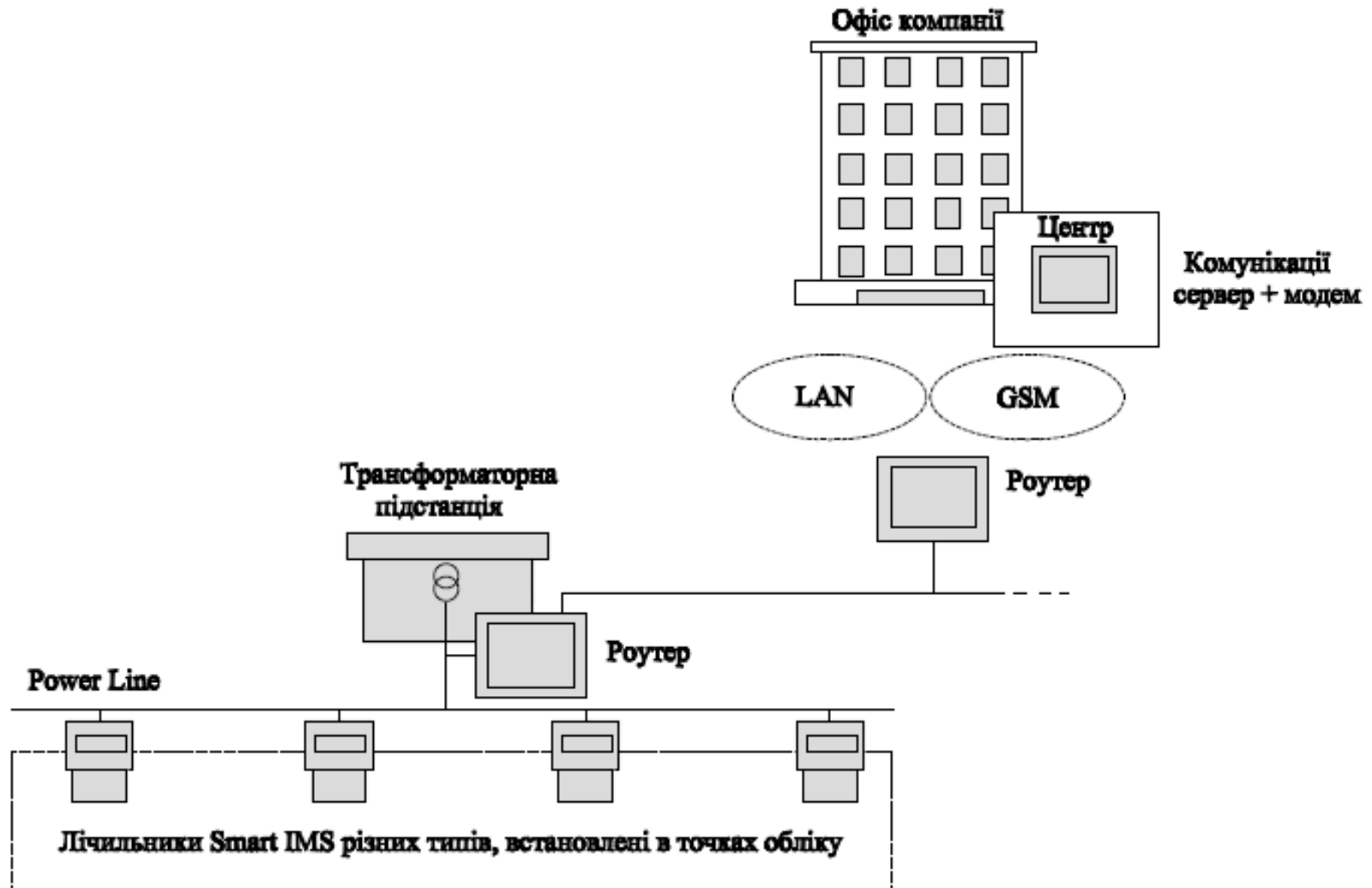
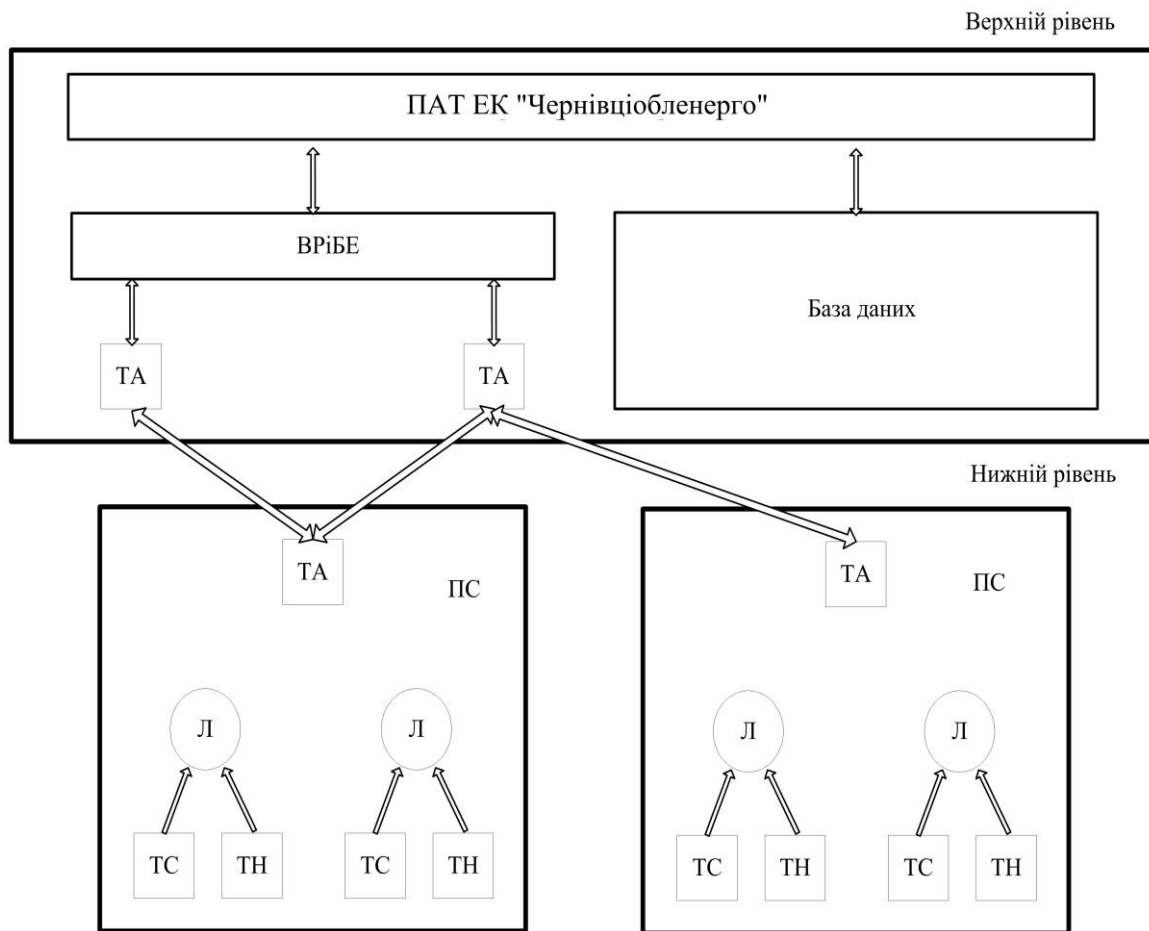


Рис. 8. Схема збору даних за допомогою автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) периметру енергопостачальної компанії



Умовні позначення

ТА – телефонний апарат;
ТС – трансформатор струму;
ТН – трансформатор напруги;
ПС – підстанція;
Л – лічильник;
ВРiБЕ – віділ розрахунку і балансу електроенергії

Покази лічильників електроенергії на підстанції знімає черговий персонал.

Рис. 9. Схема збору даних за допомогою оперативно інформаційного комплексу (ОІК)

С.2. Навчання персоналу :

Оскільки основна діяльність ПАТ ЕК «Чернівціобленерго» не змінилася з впровадженням проекту СВ, а моніторинг проекту відбувається в рамках встановленої на підприємстві практики, спеціальні технічні тренінги для персоналу не потрібні. Технічний персонал підприємства має відповідні знання та досвід для впровадження проекту та його моніторингу.

У випадку встановлення нового (такого, що раніше не експлуатувалося на підприємстві) обладнання, компанія–виробник цього обладнання повинна провести тренінг для персоналу. Під час періоду моніторингу не було встановлено такого обладнання, яке б вимагало проведення спеціального навчання персоналу.

ПАТ ЕК «Чернівціобленерго» проводить перепідготовку персоналу згідно з вимогами Норм охорони праці. На підприємстві існує Відділ охорони праці, який відповідає за підвищення рівня кваліфікації персоналу та тренінги.

С.3. Залучення третіх сторін:

Треті сторони не були залучені для даного моніторингу.

С.4. Внутрішній аудит та методи контролю:

Засоби вимірювальної техніки, що використовуються для моніторингу проектної діяльності, підлягають періодичній державній повірці. Персонал ПАТ ЕК «Чернівціобленерго» підлягає періодичній перевірці на знання вимог щодо:

- збору даних відповідно до плану моніторингу (збір даних в рамках моніторингу проекту співпадає зі звичайною практикою, встановленою на підприємстві);
- охорони праці.

Кожен квартал представники розробника проекту компанії Карбон Менеджмент Компані (Carbon Management Company) проводять внутрішній аудит системи моніторингу проекту на підприємстві ПАТ ЕК «Чернівціобленерго», що включає заходи з перевірки ведення обліку параметрів моніторингу, своєчасності виконання повірки вимірювального обладнання, перехресну перевірку даних автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) та відомчих форм звітності ІБ-ТВЕ ДАЕК «Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) на передачу по електричних мережах» тощо.

РОЗДІЛ D. Обчислення скорочень емісій ПГ

В цьому розділі наведено формули, що були застосовані для розрахунку, базових викидів та скорочень викидів ПГ.

D.1. Опис формул, що використовуються для розрахунку проектних викидів

Зниження викидів ПГ буде досягнуто завдяки зменшенню втрат електричної енергії в мережах компанії, що, в свою чергу, буде досягнуто внаслідок впровадження заходів передбачених проектом.

У зв'язку з тим що базові викиди розраховуються на основі різниці втрат електричної енергії до провадження та після впровадження проектних заходів, проектні викиди будуть дорівнювати нулю.

$$PE_y = 0$$

D.2. Опис формул, що використовуються для розрахунку базових викидів

Таким чином базові викиди дорівнюють:

$$BE_y = V_y \cdot GEF_y, \quad (1)$$

де

BE_y = базові викиди, т CO₂-екв.;

V_y = загальне скорочення технічних втрат електричної енергії у розподільчій електромережі за період у проектного сценарію у порівнянні з базовим сценарієм, МВт·год;

GEF_y = Коефіцієнт викидів CO₂ в ОЕС України для проектів з заміщення електроенергії, що генерується для року у, т CO₂-екв./МВт·год;

у = рік для якого проводяться розрахунки.

D.3. Опис формули, що використовується для розрахунку базових викидів

Скорочення викидів розраховуються наступним чином

$$ER_y = BE_y - (PE_y + LE_y), \quad (2)$$

де

ER_y = скорочення викидів в році у т CO₂-екв.;

BE_y = базові викиди парникових газів в році у, т CO₂-екв.;

PE_y = викиди парникових газів від діяльності проекту в році у, т CO₂-екв.;

LE_y = викиди від витоків в році у, т CO₂-екв.;

у = рік для якого проводяться розрахунки.

РОЗДІЛ Е. Результати моніторингу скорочення викидів ПГ**Е.1. Викиди ПГ за проектним сценарієм**

В зв'язку з тим що базові викиди розраховуються на основі різниці втрат електричної енергії до провадження та після впровадження проектних заходів, відповідно, **проектні викиди будуть дорівнювати нулю.**

Таблиця 4. Проектні викиди за період 1 січня 2008 року – 31 грудня 2011 року

Роки	Проектні викиди (т CO ₂ -екв.)
2008	0
2009	0
2010	0
2011	0
Загальні проектні викиди впродовж періоду кредитування 2008-2011 (т CO₂-екв.)	0

Е.2. Витоки

Відповідно до методології, наведеної у детермінованій ПТД версії 4.0, немає жодних витоків, пов'язаних з цим проектом.

Е.3. Викиди ПГ за базовим сценарієм

Розрахунки базових викидів виконано у файлі Excel *20120327_ChOE_MR001.xls* згідно з формулами наведеними у розділі D.2 Звіту з Моніторингу. Результати розрахунків обсягів викидів ПГ за базовим сценарієм протягом звітного періоду представлені в таблиці 5:

Таблиця 5. Викиди за базовим сценарієм за період 1 січня 2008 року – 31 грудня 2011 року

Роки	Базові викиди (т CO ₂ -екв.)
2008	167 129
2009	196 108
2010	166 570
2011	182 296
Загальні базові викиди впродовж періоду кредитування 2008-2011 (т CO₂-екв.)	712 103

Е.4. Скорочення викидів в результаті впровадження проекту протягом періоду моніторингу

Розрахунки скорочень викидів виконано у файлі Excel *20120327_ChOE_MR001.xls* згідно з формулами наведеними у розділі D.3 Звіту з Моніторингу. В результаті впровадження заходів за проектом протягом звітного періоду були досягнуті наступні обсяги скорочень викидів:

Таблиця 6. Результати розрахунку скорочення викидів за період 1 січня 2008 року – 31 грудня 2011 року.

Рік	Проектні викиди (т CO₂-екв.)	Витоки (т CO₂-екв.)	Базові викиди (т CO₂-екв.)	Скорочення викидів (т CO₂-екв.)
2008	0	0	167 129	167 129
2009	0	0	196 108	196 108
2010	0	0	166 570	166 570
2011	0	0	182 296	182 296
Загальні викиди (т CO₂-екв.)	0	0	712 103	712 103

Фактична кількість скорочень викидів протягом періоду моніторингу незначним чином відрізняються від значень, які були зазначенні у детермінованій ПТД версії 4.0. Більш детально інформація наведена у розділі А.7.