|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Додаток 2 до Кодексу газорозподільних систем  (пункт 4 глави 1 розділу І)  **ТЕХНІЧНА УГОДА про умови приймання-передачі газу газорозподільною системою**  (укладається між суміжними суб’єктами ринку газу, крім споживача) | | |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_    (місце укладення) | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (дата) | | |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (далі – Сторона 1)         (суб'єкт ринку природного газу, який передає газ)в особі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, що діє на підставі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, з однієї сторониі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (далі – Сторона 2)         (суб'єкт ринку природного газу, який приймає газ)в особі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, що діє на підставі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, з іншої сторони(далі – Сторони) уклали цю Технічну угоду про таке.I. Предмет Технічної угоди 1. Ця Технічна угода визначає порядок приймання-передачі природного газу (далі – газ) Стороною 1 до газопроводів Сторони 2. Перелік пунктів приймання-передачі природного газу на ГВС, ПВВГ, ГРС (далі – ПППГ), через які Сторона 1 передає газ Стороні 2, наведено в додатку до цієї Технічної угоди, який є невід'ємною її частиною.  2. На кожен ПППГ Сторони складають акт розмежування балансової належності газопроводів та експлуатаційної відповідальності Сторін зі схемою підключення ПППГ, у якій відображаються потоки газу, межі балансової належності, розташування засобів вимірювальної техніки (далі ЗВТ), газоспоживального чи газорегулюючного обладнання, їх послідовність, комутаційні з'єднання тощо.  3. Планові обсяги передавання (надходження) газу через ПППГ мають бути підтверджені Оператором газотранспортної системи у встановленому Кодексом газотранспортної системи порядку. II. Якість газу 1. Фізико-хімічні показники (далі – ФХП) газу, що подається до газових мереж, періодичність їх визначення та порядок контролю повинні відповідати вимогам, визначеним в Кодексі газорозподільних систем.  2. Визначення ФХП газу проводить власник ПППГ (Сторона 1). Місця відбору проб, періодичність визначення ФХП газу узгоджуються Сторонами окремим протоколом. Представники Сторони 2 мають право здійснювати контроль та бути присутніми при проведенні аналізів з визначання ФХП газу.  3. Сторона 1 до п'ятого числа місяця, наступного за звітним, письмово надає Стороні 2 місячний паспорт-сертифікат якості газу за всіма погодженими місцями відбору проб за звітний місяць.  4. Сторони домовились, що у випадку передачі газу Стороною 1 до газопроводів Сторони 2, які не відповідають вимогам пункту 1 цього розділу , Сторона 2 залишає за собою право припинення приймання газу від Сторони 1.  5. У разі надходження газу в ГРМ, параметри якого не відповідають параметрам, визначеним в пункті 1 цього розділу, сторони здійснюють перерахунок об’єму газу, який надійшов до ГРМ за період, починаючи з дати останнього погодженого сторонами місячного паспорта ФХП природного газу, а Оператор ГРМ отримує від ГДП, ВБМ чи суміжного Оператора ГРМ компенсацію, яка розраховується відповідно до глави 3 розділу VIII Кодексу газорозподільних систем. III. Пункти приймання-передачі газу 1. Вимірювання кількості газу, що передається через ПППГ, повинно здійснюватись або методом змінного перепаду тиску з використанням стандартних звужуючих пристроїв та автоматичних обчислювачів, або лічильниками газу з електронними коректорами відповідно до вимог чинної нормативної документації.  Вимірювання кількості газу, що передається через ПППГ після будівництва або реконструкції останніх, повинно проводитись:  за методом змінного перепаду тиску відповідно до вимог ДСТУ ГОСТ 8.586.1-5:2009;  при використанні лічильників газу відповідно до вимог МВУ 034/03-2008 або інших чинних нормативних документів.  ФХП газу для ПППГ приймаються за даними автоматичних потокових засобів вимірювання або хіміко-аналітичної лабораторії Сторони 1.  2. Умови і порядок визначення кількості переданого та прийнятого/переданого газу Стороною 1 через ПППГ повинні відповідати вимогам Кодексу газорозподільних систем та нормативно-правовим актам центрального органу виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики в нафтогазовому комплексі.  3. Метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки повинні відповідати встановленим вимогам.  4. ПППГ, що знаходяться в господарському підпорядкуванні Сторони 1, повинні бути забезпечені достатньою кількістю ЗВТ для безперебійного виміру кількості та ФХП газу.  5. У разі виходу з ладу одного із ЗВТ, що входить до складу комерційного вузла обліку Сторони 1, кількість поданого газу визначається за даними дублюючих обчислювачів/коректорів, а за їх відсутності і неможливості розрахунків за взаємоузгодженою методикою - за середньодобовими (середньогодинними) даними попередніх п'ятикратних періодів звітного місяця.  6. Резервні вимірювальні трубопроводи на ПППГ повинні бути відключені методом закриття кранів до та після звужуючих пристроїв або лічильників газу. Включення в роботу та виключення вимірювальних трубопроводів повинно здійснюватись за домовленістю з іншою стороною. Повідомлення про ці роботи необхідно направити іншій стороні не менш як за 5 діб до початку вказаних робіт, крім аварійних випадків. Байпасні трубопроводи повинні бути відключені шляхом закриття кранів. Крани повинні бути опломбовані представниками обох Сторін. Збереження пломб забезпечує сторона, що здійснює замір. Байпасні лінії повинні бути обладнані манометрами для контролю щільності байпасних кранів.  Якщо є технологічна необхідність установлення після вузла обліку газоспоживаючого обладнання, це обладнання має бути забезпечене окремим вузлом обліку або за домовленістю Сторін обсяг споживання газу цим обладнанням визначається розрахунковим шляхом згідно з нормативними документами.  7. При введенні в комерційну експлуатацію нового або реконструйованого вузла обліку Сторона 1 викликає представників Сторони 2 для перевірки готовності введення в комерційну експлуатацію з оформленням двостороннього акта.  8. Сторона 2 може встановлювати на ПППГ дублюючі автоматичні обчислювачі/коректори.  Сторона 2 має право побудувати дублюючий вузол обліку за межами балансової належності газопроводів Сторони 1.  Дублюючі автоматичні обчислювачі/коректори повинні відповідати таким вимогам:  мати програмне забезпечення, сумісне з програмами опитування обчислювачів диспетчерських служб Сторони 1;  бути дозволеними за результатами відомчих випробувань для використання на виробничих об'єктах Сторони 1.  Установлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу здійснюється відповідно до погоджених Стороною 1 технічного завдання та робочого проєкту. Сторона 2 повинна за власні кошти розробити проєкт, провести його державну експертизу, установити обладнання та провести пусконалагоджувальні роботи.  У проєкті дублюючого вузла обліку газу повинні бути відображені потоки газу, межі балансової належності, розташування ЗВТ газоспоживаючого чи газорегулюючого обладнання, їх послідовність, комутаційні з'єднання тощо.  Введення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу в експлуатацію оформлюється двостороннім актом.  Після введення в експлуатацію дублюючих обчислювачів/коректорів Сторона 2 повинна передати їх на обслуговування Стороні 1 відповідно до узгодженого Сторонами договору.  Взаємовідносини Сторін під час експлуатації дублюючих вузлів обліку газу регламентуються окремим договором.  У разі встановлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу Сторони мають рівні права на отримання вихідної інформації та доступ до дублюючих вимірювальних комплексів.  9. Сторона 1 щодоби надає Стороні 2 інформацію про кількість газу, переданого через ПППГ.  У разі необхідності один раз на місяць Сторона 1 передає Стороні 2 в електронному вигляді інформацію, яка міститься в погодинних роздруківках, у повному обсязі (об'єм та параметри газу, характер і тривалість аварійних ситуацій та втручань).  Сторона 2 має право на безперервне отримання інформації в електронному вигляді. Для цього Сторона 2 повинна розробити проєкт системи передачі даних (обладнання, лінії зв'язку) та погодити його зі Стороною 1.  На підставі погодженого проєкту Сторона 2 за власні кошти забезпечує придбання, установлення та налагодження системи передачі даних.  Інформація повинна надаватись з ПЕОМ, з якої здійснюється безпосереднє зчитування даних з обчислювачів та коректорів.  Сторони повинні підписати договір про захист конфіденційної інформації. IV. Порядок контролю за роботою вузлів обліку газу 1. Представники Сторони 2 мають право здійснювати періодичні перевірки ПППГ в присутності інженерно-технічного персоналу Сторони 1 згідно з річними графіками, погодженими керівниками Сторін.  2. У разі необхідності позачергової перевірки ініціатор перевірки письмово доводить це до відома іншої Сторони. Перевірка проводиться в присутності інженерно-технічного персоналу Сторони 1 не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення.  У випадку виявлення недоліків, що впливають на правильність визначення кількості та якості газу, представники Сторони 2 роблять записи в журналі та складають двосторонній акт.  3. Перевірки можуть проводитись в будь-який час доби виключно в присутності інженерно-технічного персоналу Сторони 1.  4. Сторони мають право вимагати проведення позачергової повірки. Якщо результати повірки негативні, оплата за проведення позачергової повірки проводиться власником цих приладів, при позитивних результатах повірки – стороною, яка вимагала проведення позачергової повірки.  5. Заміна або ревізія вимірних діафрагм та ЗВТ проводиться Стороною 1 у присутності уповноваженого представника Сторони 2 в таких випадках:  під час періодичної атестації звужуючого пристрою дільниці;  у разі виробничої необхідності;  при аргументованій вимозі однієї із сторін.  У всіх випадках після закінчення вказаних робіт Сторона 2 має право опломбувати діафрагмовий вузол та ЗВТ з оформленням відповідного двостороннього акта. Забезпечення збереження пломби здійснює Сторона 1.  6. Калібрування ЗВТ проводиться еталонними засобами вимірювання. Еталонні засоби повинні бути атестованими в територіальних органах спеціально уповноваженого центрального органу виконавчої влади у сфері метрології. Після закінчення калібрування ЗВТ представники обох Сторін підписують протокол калібрування. Представник Сторони 2 після закінчення повірки, калібрування має право опломбувати вимірювальні комплекси в робочому стані, про що складається відповідний акт. Забезпечення збереження пломб здійснює власник вузла обліку.  7. Якщо у погоджені терміни відповідно до річних графіків представник Сторони 2 не з'явився на ПППГ для проведення повірки чи калібрування вузла обліку газу або ЗВТ, то Сторона 1 – власник вузла обліку має право розпломбувати систему обліку, виконати її повірку (калібрування) і скласти протокол повірки (калібрування) в односторонньому порядку з позначкою в протоколі, що представник Сторони 2 для проведення повірки (калібрування) не з'явився.  8. У випадку нештатних ситуацій (вихід з ладу первинного перетворювача витратного параметра, схеми обчислювача, системи живлення та іскрозахисту) Сторона 1 – власник ПППГ повинна вжити термінових заходів щодо забезпечення нормальної роботи системи обліку газу, про що повідомляє Сторону 2 диспетчерськими каналами зв'язку та може в односторонньому порядку проводити калібрування приладів. V. Оформлення актів приймання-передачі газу 1. Кількість переданого та прийнятого газу за календарний місяць визначається диспетчерськими службами Сторін на підставі показань вимірювальних комплексів комерційних вузлів обліку газу.  2. Контрактна година для всіх типів приладів обліку встановлюється о 9.00 за київським часом. Поточний (звітний) місяць закінчується о 9.00 першого числа наступного місяця.  3. Місячний акт приймання-передачі газу (з розшифруванням за кожним ПППГ) складається та підписується представниками Сторін п'ятого числа місяця, наступного за звітним, у чотирьох примірниках українською мовою по два примірники кожній стороні. Підставою для складання місячних актів приймання-передачі газу є погодинні роздруківки з автоматичних обчислювачів для кожного комерційного вузла обліку газу. У разі допущення помилки в одному з місячних актів її треба виправити і оформити окремим протоколом.  4. Місячні акти приймання-передачі, оформлені та підписані представниками Сторін, та роздруківки з автоматичних обчислювачів повинні зберігатися у Сторін протягом одного року, після чого мають бути передані до архіву.  5. У разі непідписання Стороною 2 місячних актів приймання-передачі Сторона 1 оформлює акти в односторонньому порядку на підставі показників приладів обліку власника комерційного ПППГ, про що сповіщає Сторону 2. Указані односторонні акти вважаються чинними для Сторін і діють до їх скасування в установленому порядку.  6. У випадку розгерметизації, пошкодження трубопроводу чи іншої нештатної ситуації в місячному акті приймання-передачі газу враховуються обсяги газу на власні технологічні витрати та втрати Сторони 1 на ділянці від комерційного вузла обліку газу на ПППГ до межі балансового розмежування газопроводів. VI. Відповідальність Сторін Сторони у випадку невиконання або неналежного виконання зобов'язань за цією Технічною угодою несуть відповідальність згідно із законодавством. VII. Форс-мажор 1. Сторони звільняються від відповідальності за часткове або повне невиконання обов'язків за цією Технічною угодою, якщо це невиконання є наслідком форс-мажорних обставин.  2. Форс-мажорними обставинами є обставини, які виникли після підписання цієї Технічної угоди внаслідок не передбачених сторонами подій надзвичайного характеру, включаючи пожежі, землетруси, повені, зсуви та інші стихійні лиха, вибухи, війни або військові дії.  Строк виконання зобов'язань відкладається на термін, протягом якого будуть діяти такі обставини. Строк для повідомлення між Сторонами про такі обставини до 14 днів з дати їх виникнення.  3. Достатнім доказом дії форс-мажорних обставин є документ, виданий компетентним органом. VIII. Порядок вирішення спорів 1. Сторони дійшли згоди, що всі спори (розбіжності), які можуть виникнути при виконанні умов цієї Технічної угоди, повинні вирішуватись шляхом переговорів.  2. У разі неможливості досягнення згоди шляхом переговорів спірні питання передаються на розгляд до НКРЕКП або до суду для вирішення в установленому порядку.  3. При виникненні розбіжностей між Сторонами у частині обсягу переданого (прийнятого) газу вони підлягають договірному врегулюванню або врегулюванню НКРЕКП. До врегулювання розбіжностей обсяг переданого (прийнятого) газу встановлюється відповідно до показань приладів обліку власника комерційного ПППГ.  4. Сторона, яка не згодна з визначенням добової чи місячної кількості поданого газу, повинна заявити про це іншій Стороні протягом п'яти днів з дати оформлення акта або іншого документа, що підтверджує кількість поданого (прийнятого) газу.  5. Вирішення спірних питань щодо метрологічного стану вимірювальних дільниць може здійснюватися на підставі висновку відповідного територіального органу спеціально уповноваженого центрального органу виконавчої влади у сфері метрології, до якого звертається заінтересована Сторона. Якщо одна зі Сторін не згодна із висновком цього органу, вона може звернутися до суду. До вирішення спору судом Сторони керуються вищевказаним висновком. IX. Інші умови 1. Ця Технічна угода складена у двох примірниках (по одному для кожної зі Сторін), які мають однакову юридичну силу.  2. Зміни та доповнення до цієї Технічної угоди вносяться за взаємним узгодженням Сторін та в порядку, передбаченому чинним законодавством.  3. Сторони зобов'язуються повідомити одна одну про зміни свого найменування, своїх платіжних реквізитів, місцезнаходження (місця проживання), номерів телефонів, телефаксів та зміну форми власності, а також про всі інші зміни, які можуть вплинути на реалізацію цієї Технічної угоди та виконання зобов'язань за нею, у п'ятиденний строк з дня виникнення відповідних змін.  4. Дія цієї Технічної угоди припиняється за згодою Сторін або у випадках, передбачених чинним законодавством України.  5. У випадках, не передбачених цією Технічною угодою, Сторони керуються чинним законодавством України. X. Строк дії Технічної угоди Ця Технічна угода набирає чинності з "\_\_\_\_" \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ року та вважається продовженою, якщо за місяць до закінчення року однією зі Сторін не буде заявлено про відмову від цієї Технічної угоди або її перегляд.  **XI. Реквізити Сторін** | | |
| Сторона 1: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | Сторона 2: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
| тел.: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | тел.: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
| М. П. (за наявності) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_             (підпис, ініціали, прізвище) | | М. П. (за наявності) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_                (підпис, ініціали, прізвище) |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ року | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ року |

{Додаток 2 із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1418 від 11.08.2016, № 1437 від 27.12.2017, № 621 від 17.03.2020}