



НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ

ПОСТАНОВА

30.09.2015 № 2493

Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
06 листопада 2015 р.
за № 1378/27823

Про затвердження Кодексу газотранспортної системи

{Із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
№ 304 від 10.03.2016
№ 84 від 26.01.2017}

Відповідно до статей 4 та 33 Закону України "Про ринок природного газу", Положення про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого Указом Президента України від 10 вересня 2014 року № 715, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, **ПОСТАНОВЛЯЄ:**

1. Затвердити Кодекс газотранспортної системи, що додається.
2. Оператору газотранспортної системи забезпечити:

подання на розгляд Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, змін до Кодексу газотранспортної системи у частині визначення порядку проведення аукціонів розподілу потужності у двомісячний строк з дня набрання чинності цією постановою;

розміщення на власному веб-сайті в мережі Інтернет чинної редакції Кодексу газотранспортної системи та Типового договору транспортування природного газу протягом десятиденного строку з дня набрання чинності цією постановою;

звернення до Центрального видавничого бюро ENTSOG для отримання Оператором газотранспортної системи ЕІС-коду (Energy Identification Code) як місцевого видавничого бюро для забезпечення видачі ЕІС-кодів суб'єктам газового ринку України протягом десятиденного строку з дня набрання чинності цією постановою;

присвоєння підключеним до газотранспортної системи споживачам та операторам газосховищ і установок LNG їх персональних ЕІС-кодів як суб'єктів ринку природного газу та забезпечення можливості отримання іншими суб'єктами ринку природного газу (крім споживачів, які підключені до газорозподільних систем) їх персональних ЕІС-кодів протягом десятиденного строку з дня отримання власного ЕІС-коду як місцевого видавничого бюро;

відповідно до вимог глави 1 розділу III Кодексу газотранспортної системи забезпечити на кожній газорозподільній станції, що на законних підставах перебуває в його власності чи користуванні, організацію та облаштування місць контрольного відбору проб природного газу протягом двох років з дати набрання чинності цією постановою або у цей самий період встановити автоматичний потоковий прилад (зокрема, автоматичні хроматограф та вологомір), який на безперервній основі буде забезпечувати контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою природного газу з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних відповідним суміжним суб'єктам ринку природного газу.

3. Ця постанова набирає чинності з дня її офіційного опублікування, крім другого речення підпункту 3 пункту 6, пункту 11 глави 3 розділу XII, пункту 5 глави 4 розділу XIV Кодексу газотранспортної системи, які набирають чинності з 01 квітня 2017 року.

4. Департаменту із регулювання відносин у нафтогазовій сфері в установленому порядку забезпечити подання цієї постанови на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.

Голова Комісії

Д. Вовк

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова
Національної комісії, що здійснює
державне регулювання
у сферах енергетики
та комунальних послуг
30.09.2015 № 2493

Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
06 листопада 2015 р.
за № 1378/27823

КОДЕКС

газотранспортної системи

I. Загальні положення

1. Загальні засади, терміни та скорочення

1. Цей Кодекс розроблено відповідно до Законів України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про природні монополії" та інших нормативно-правових актів.

2. Цей Кодекс є регламентом функціонування газотранспортної системи України та визначає правові, технічні, організаційні та економічні засади функціонування газотранспортної системи України.

3. Дія цього Кодексу поширюється на всіх суб'єктів ринку природного газу України: операторів суміжних систем, газовидобувні підприємства, замовників, споживачів та постачальників природного газу незалежно від підпорядкування та форми власності.

4. Доступ суб'єктів ринку природного газу до газотранспортної системи здійснюється на принципах:

рівного права доступу та приєднання для всіх суб'єктів ринку природного газу;

збереження цілісності, безпечної та стабільної роботи газотранспортної системи;

надання оператором газотранспортної системи послуг доступу та приєднання виключно на договірних засадах;

надання оператором газотранспортної системи послуг належної якості;

своєчасної та повної оплати послуг, наданих оператором газотранспортної системи.

5. Терміни, що використовуються в цьому Кодексі, мають такі значення:

адміністратор аукціонної платформи - підприємство, яке здійснює управління аукціонною платформою та організовує і забезпечує проведення на ній аукціонів розподілу потужностей у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

алокація - підтвердження поділу за певний розрахунковий період фактичного обсягу (об'єму) природного газу, поданого для транспортування в точку входу або відібраного з точки виходу, між замовниками послуги транспортування, у тому числі в розрізі їх контрагентів (споживачів), що здійснюється відповідно до вимог розділу XII цього Кодексу;

аукціонна надбавка - різниця між ціною в останньому раунді аукціону і стартовою ціною за одиницю потужності;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом четвертим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонна платформа - інформаційна система в мережі Інтернет, що включає апаратне та програмне забезпечення і використовується для проведення аукціонів відповідно до вимог розділу XIX цього Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом п'ятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонна премія - грошові кошти, які підлягають сплаті учасником аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, на користь оператора газотранспортної системи;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом шостим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонне зобов'язання - безвідклична, безумовна банківська гарантія, видана відповідно до вимог чинного законодавства України, яка надається оператору газотранспортної системи замовником послуг транспортування з метою гарантування своїх фінансових зобов'язань щодо оплати аукціонної премії;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом сьомим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонний внесок - грошові кошти, які надаються оператору газотранспортної системи замовником послуг транспортування з метою гарантування своїх фінансових зобов'язань щодо оплати аукціонної премії;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом восьмим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

базова ціна газу (далі - БЦГ) - ціна природного газу, яка формується протягом розрахункового періоду оператором газотранспортної системи на основі витрат на закупівлю, транспортування та зберігання природного газу;

балансування системи - діяльність, яка здійснюється оператором газотранспортної системи в рамках надання послуг транспортування, що полягає у врівноваженні попиту та пропозиції природного газу у газотранспортній системі, що охоплює фізичне балансування та комерційне балансування;

великий ціновий крок - встановлена оператором газотранспортної системи величина, на розмір якої в процесі проведення аукціону підвищується стартова ціна даного аукціону в кожному наступному раунді торгів аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом одинадцятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

вища теплота згоряння - кількість теплоти, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу, за умови, що реакція відбувається при постійному тиску; крім води, продукти згоряння знаходяться в газовому стані; вода, що виникає в процесі горіння, конденсується; всі продукти згоряння (у газоподібному стані та вода в рідинному стані) доводяться до тієї самої температури, яку мають субстрати;

відчуження потужності - відчуження договірної потужності між двома замовниками послуг транспортування в межах газотранспортної системи;

вільна потужність - частина технічної потужності газотранспортної системи, право користування якою не надане замовникам послуг транспортування або не реалізоване замовником послуг транспортування згідно з договором транспортування природного газу;

віртуальна точка - точка в газотранспортній системі з невизначеним фізичним розташуванням, в якій об'єднуються одна чи більше фізичних точок з фізичним розташуванням;

віртуальна точка, на якій відбувається передача природного газу, - точка в газотранспортній системі з невизначеним фізичним розташуванням, на якій відбувається передача природного газу;

газова доба - період часу з 05:00 всесвітньо координованого часу (далі - UTC) (з 07:00 за київським часом) дня до 05:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для зимового періоду та з 04:00 UTC (з 07:00 за київським часом) дня до 04:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для літнього періоду;

газовидобувне підприємство - суб'єкт господарювання, що займається видобутком (виробництвом) природного газу, у тому числі виробник біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел;

газовий місяць - період часу, який розпочинається з першої газової доби поточного місяця і триває до початку першої газової доби наступного місяця;

газовий рік - період часу, який розпочинається з першої газової доби жовтня поточного календарного року і триває до першої газової доби жовтня наступного календарного року;

газорозподільна зона - територія ліцензованої діяльності оператора газорозподільної системи;

гарантована потужність - потужність газотранспортної системи, яка надається замовнику з гарантією реалізації права її користування протягом періоду надання послуг транспортування природного газу;

диспетчерська служба - підрозділ оператора газотранспортної системи, який здійснює оперативно-диспетчерське керування газотранспортною системою;

договір приєднання - договір між оператором газотранспортної системи та замовником про приєднання об'єктів замовника до газотранспортної системи;

договір транспортування - договір, укладений між оператором газотранспортної системи та замовником послуг транспортування природного газу на основі типового договору транспортування природного газу, затвердженого Регулятором, згідно з яким оператор газотранспортної системи надає замовнику одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу (замовлення розподілу потужності, замовлення транспортування природного газу, послуга балансування) на період та умовах, визначених у такому договорі, а замовник послуг транспортування оплачує оператору газотранспортної системи вартість отриманих послуг (послуги);

договірні перевантаження - перевищення попиту на послуги із транспортування природного газу з гарантією реалізації права користування потужністю над обсягом технічної потужності;

електронний аукціон розподілу потужності (далі - аукціон) - конкурсна процедура, що проводиться на аукціонній платформі, в рамках якої здійснюється правочин щодо розподілення доступу до потужності у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях між учасниками аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом двадцять сьомим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

замовник послуг зберігання - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка на підставі договору з оператором газосховища замовляє надання послуги зі зберігання (закачування, відбору) природного газу;

замовник послуг транспортування - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка на підставі договору транспортування, укладеного з оператором газотранспортної системи, замовляє одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу (замовлення розподілу потужності, замовлення транспортування природного газу, послуга балансування);

замовник приєднання - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка бажає приєднати свої об'єкти до газотранспортної системи;

запас газу в газопроводах - обсяг природного газу, який перебуває в газопроводі;

зовнішнє газопостачання - газові мережі від місця забезпечення потужності до місця приєднання об'єкта або земельної ділянки замовника;

комерційне балансування - діяльність оператора газотранспортної системи, що полягає у визначенні та врегулюванні небалансу, який виникає з різниці між обсягами природного газу, що надійшли через точки входу, і обсягів природного газу, відібраного через точку виходу, у розрізі замовників послуг транспортування, що здійснюється на основі даних, отриманих у процедурі алокації;

комерційний вузол обліку природного газу (ВОГ) - вузол обліку, що застосовується для проведення комерційних розрахунків при визначенні об'єму (обсягу) транспортування (споживання/постачання) природного газу в точці комерційного обліку;

малий ціновий крок - встановлена оператором газотранспортної системи величина, що не перевищує великий ціновий крок;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом тридцять п'ятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

маршрут визначення фізико-хімічних показників газу (далі - маршрут) - документ, в якому описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу та вказано номер маршруту;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом тридцять шостим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

міждержавне з'єднання - сукупність всіх точок входу та точок виходу з/до газотранспортної системи іншої держави;

місце забезпечення (точка забезпечення) потужності - місце (точка) в існуючих газових мережах газотранспортного підприємства, від якого оператор газотранспортної системи забезпечує розвиток газових мереж з метою приєднання об'єктів замовника відповідної потужності;

місце приєднання (точка приєднання) - запроектована або існуюча межа балансової належності об'єктів замовника приєднання;

місячна номінація - заявка замовника послуг транспортування, надана оператору газотранспортної системи стосовно обсягів природного газу, які будуть подані замовником послуг транспортування протягом місяця в розрізі кожної доби до газотранспортної системи в точках входу та відібрані з газотранспортної системи в точках виходу, у тому числі у розрізі контрагентів (споживачів) замовника та їх точок комерційного обліку (за необхідності);

небаланс - різниця між обсягами природного газу, поданими замовником послуг транспортування для транспортування на точці входу, та відібраними замовником послуг

транспортування з газотранспортної системи на точці виходу, що визначається за процедурою алокації;

несанкціонований відбір природного газу - відбір природного газу: за відсутності по суб'єкту ринку природного газу підтвердженої номінації (підтвердженого обсягу природного газу) на відповідний розрахунковий період; без укладення відповідного договору з постачальником; шляхом самовільного під'єднання та/або з навмисно пошкодженими приладами обліку природного газу або поза охопленням приладами обліку; шляхом самовільного відновлення споживання природного газу;

нижча теплота згоряння - кількість тепла, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу за умови, що реакція відбувається при постійному тиску, а всі продукти згоряння знаходяться в газовому стані та доводяться до тієї самої температури, яку мали субстрати;

номінація - заявка замовника послуг транспортування, надана оператору газотранспортної системи стосовно обсягів природного газу, які будуть подані замовником послуг транспортування протягом доби до газотранспортної системи в точках входу та відібрані з газотранспортної системи в точках виходу, у тому числі у розрізі контрагентів (споживачів) замовника та їх точок комерційного обліку (за необхідності);

оперативний балансовий рахунок (ОБР) - документ, у якому оператори газотранспортних систем України та сусідньої країни та/або оператор газотранспортної системи України та оператор газосховища зазначають обсяги балансування природного газу за звітний період по кожному пункту приймання-передачі газу;

оператор суміжної системи - оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, оператор іншої газотранспортної системи, який співпрацює з оператором газотранспортної системи;

операція з віртуального заміщення природного газу - операція, при якій приймання-передача природного газу здійснюється шляхом документального оформлення зустрічних потоків природного газу: який знаходиться в суміжних газотранспортних системах, перевізниками-операторами газотранспортних систем України та сусідньої країни по кожному пункту приймання-передачі газу окремо, без його переміщення трубопровідним транспортом через митний кордон України; який надходить до газотранспортної системи та/або знаходиться у газосховищах України під митним контролем - перевізником-оператором газотранспортної системи України та оператором газосховища, без його фізичного закачування/відбору в/з газосховища;

підключення до газотранспортної системи - фізичне підключення (врізка) об'єктів замовників до газотранспортної системи;

підтверджена номінація - підтверджений оператором газотранспортної системи обсяг природного газу замовника послуг транспортування, який буде прийнятий від замовника в точках входу до газотранспортної системи та переданий замовнику в точках виходу з газотранспортної системи у відповідний період, у тому числі у розрізі контрагентів (споживачів) замовника та їх точок комерційного обліку (за необхідності);

{Абзац глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

підтверджений обсяг природного газу - обсяг (об'єм) природного газу споживача (у тому числі прямого споживача), погоджений оператором газотранспортної системи на відповідний розрахунковий період із ресурсу постачальника споживача, що включений до підтвердженої номінації цього постачальника;

потужність - максимально допустиме перетікання обсягу природного газу, виражене в одиницях енергії до одиниці часу, що надається замовнику послуг транспортування відповідно до договору транспортування;

потужність приєднання - запланована максимальна можливість подачі або прийому природного газу за одну годину;

"правило меншого" - принцип, який застосовується оператором газотранспортної системи у випадках, якщо обсяг природного газу, зазначений в номінаціях/реномінаціях, у точці входу та точці виходу не співпадає і полягає в підтвердженні найменшого із заявлених обсягів природного газу в номінації/реномінації та інформує про це замовників послуг транспортування;

переривчаста потужність - потужність газотранспортної системи, яка надається замовнику без гарантії реалізації права користування нею, а з можливістю її обмеження (переривання) на умовах, визначених договором транспортування природного газу та цим Кодексом;

прямий споживач - споживач, об'єкти якого приєднані безпосередньо до газотранспортної системи;

раунд - період часу, протягом якого замовники послуг транспортування можуть подати, змінити або відкликати ставку учасника аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

реномінація - зміна підтвердженої місячної номінації або номінації;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

робочі дні - дні з понеділка до п'ятниці, за винятком святкових днів, передбачених законодавством, та робочих днів, перенесених на вихідні дні відповідно до законодавства;

розподіл потужності - частина договору транспортування, яка визначає порядок та умови надання і реалізації права на користування договірною потужністю, яке надається замовнику транспортування у визначеній точці входу або точці виходу;

розподілена (договірна) потужність - частина технічної потужності газотранспортної системи, яка розподілена замовнику послуг транспортування згідно з договорами транспортування;

ставка учасника аукціону (далі - ставка) - пропозиція учасника аукціону щодо обсягу потужності, доступ до якої він планує отримати у відповідному раунді аукціону за відповідною ціною;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

стартова ціна аукціону - ціна, запропонована в першому раунді аукціону, що дорівнює тарифу, встановленому Регулятором по точці входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

суміжна система - інша газотранспортна система, газорозподільна система, газосховище, установка LNG, газотранспортна інфраструктура газовидобувного підприємства, прямого споживача, інша система, що мають фізичне з'єднання з газотранспортною системою;

технічні умови - документ, що визначає комплекс умов і вимог до інженерного забезпечення приєднання об'єкта системи газоспоживання або газопостачання та його підключення до газотранспортної системи і містить вихідні дані для проектування;

транскордонний газопровід - магістральний газопровід, що перетинає лінію кордону між Україною та сусідньою державою та призначений для сполучення газотранспортних систем України з газотранспортними системами цієї держави (далі - Інтерконектор);

управління системними обмеженнями - комплекс заходів, що здійснюються оператором газотранспортної системи в рамках наданих послуг транспортування з метою забезпечення безпечного функціонування газотранспортної системи, а також забезпечення необхідних технічних параметрів природного газу;

учасник аукціону - замовник послуг транспортування, який здійснив в установленому порядку реєстрацію на аукціонній платформі та надав оператору газотранспортної системи аукціонний внесок або аукціонне зобов'язання та дотримується інших вимог розділу XIX Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

фізичне балансування - заходи, що вживаються оператором газотранспортної системи для забезпечення цілісності газотранспортної системи, а саме, необхідного співвідношення обсягів природного газу, що фізично надійшли через точки входу, і обсягів природного газу, фізично відібраного з точок виходу;

фізичні перевантаження - перевищення попиту на послуги із транспортування природного газу над обсягом технічної потужності газотранспортної системи;

ціна аукціону - вартість одиниці потужності, яка розраховується як сума стартової ціни і аукціонної надбавки;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

ЕІС-код - код енергетичної ідентифікації суб'єкта ринку природного газу та/або точки комерційного обліку, визначений за правилами Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ENTSOG), з метою уніфікації та однозначної ідентифікації суб'єктів ринку природного газу та точок комерційного обліку, розміщених на об'єктах газової інфраструктури, у тому числі для участі у регіональних (міжнародних) газових ринках, та для забезпечення спрощення процедур зміни постачальників природного газу та електронного обміну даними між суб'єктами ринку природного газу;

ENTSOG - європейська мережа операторів газотранспортних систем.

Інші терміни використовуються в цьому Кодексі у значеннях, наведених у Законах України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про забезпечення комерційного обліку природного газу", "Про регулювання містобудівної діяльності".

2. Умови визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу

1. Визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу проводиться за нормальних та стандартних умов.

Нормальні умови

Визначення обсягу газу:

Тиск P_n : 101,325 кПа

Температура T_n : 273,15 К (= 0 °С)

Визначення вищої теплоти згоряння:

Тиск P_n 101,325 кПа

Температура згоряння T_{zg} : 298,15 К (= 25 °С)

Температура вимірювання T_n : 273,15 К (= 0 °С)

Стандартні умови

Визначення обсягу газу:

Тиск P_c : 101,325 кПа (760 мм рт. ст.)

Температура T_c : 293,15 К (= 20 °С)

Визначення нижчої теплоти згоряння:

Тиск P_c : 101,325 кПа

Температура згоряння T_{zg} : 298,15 К (= 25 °С)

Температура вимірювання T_c : 293,15 К (= 20 °С)

{Пункт 2 глави 2 розділу I виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

2. Перерахунки значень об'єму та теплоти згоряння на різні стандартні умови проводяться згідно з чинними нормативними документами.

3. Основні засади доступу до газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи на підставі договору транспортування природного газу та згідно з умовами, визначеними в цьому Кодексі, надає суб'єктам ринку природного газу:

право користування газотранспортною системою на використання газотранспортної системи в межах розподілу потужностей на точках входу та виходу;

послуги транспортування природного газу газотранспортною системою через газотранспортну систему в межах договірних потужностей та підтверджених номінацій;

послуги балансування обсягів природного газу, які подаються до газотранспортної системи і відбираються з неї.

2. Виробники біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел мають право на отримання доступу до газотранспортних і газорозподільних систем, газосховищ, установок LNG та на приєднання до газотранспортних та газорозподільних систем за умови дотримання технічних норм та стандартів безпеки відповідно до законодавства та за умови, що біогаз або інші види газу з альтернативних джерел за своїми фізико-технічними характеристиками відповідають стандартам на природний газ.

3. Оператор газотранспортної системи, застосовуючи об'єктивні та прозорі засади, які забезпечують однакове поводження із замовниками послуг транспортування, а також беручи до уваги вимоги захисту довкілля, забезпечує:

стале функціонування газотранспортної системи та виконання договорів транспортування природного газу із замовником послуг транспортування;

функціонування газотранспортної системи в скоординований та ефективний спосіб зі збереженням необхідної надійності транспортування природного газу та його якості;

експлуатацію, ремонти мереж, установок та пристроїв газотранспортної системи разом зі з'єднаннями з іншими газовими системами в спосіб, що гарантує надійність функціонування газотранспортної системи;

спроможність газотранспортної системи задовольняти потреби у транспортуванні природного газу, а також можливість її розвитку при зростанні потреб в обсягах транспортування;

співпрацю з операторами суміжних систем або суб'єктами ринку природного газу з метою надійного та ефективного функціонування газових систем, а також координацію їх розвитку;

оперативно-диспетчерське управління транспортуванням природного газу, а також підтримку його якісних та кількісних параметрів у газотранспортній системі та в точках входу та виходу в/з неї;

вжиття заходів, необхідних для надійного функціонування газотранспортної системи;

балансування системи та управління перевантаженнями в газотранспортній системі, а також проведення розрахунків із замовниками послуг транспортування, які виникають через їх незбалансованість;

надання операторам суміжної системи, замовникам послуг транспортування інформації про умови надання послуг із транспортування;

управління перевантаженнями для замовників послуг транспортування та прямих споживачів;

впровадження періодичних досліджень потреби ринку в новій транспортній інфраструктурі, результати яких враховуються при підготовці планів розвитку.

4. Експлуатацію газотранспортної системи здійснює виключно оператор газотранспортної системи.

5. Оператор газотранспортної системи надає доступ до газотранспортної системи в межах технічної та вільної потужності газотранспортної системи.

6. У разі неочікуваного зростання споживання природного газу споживачами, виникнення перебоїв в транспортуванні природного газу, аварійної ситуації, що загрожує безпеці функціонування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи зобов'язаний вжити заходів, передбачених цим Кодексом, Національним планом дій та правилами про безпеку постачання природного газу, затвердженими центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі (далі - Національний план дій, правила про безпеку постачання природного газу).

7. Оператор газотранспортної системи здійснює надання послуг транспортування природного газу з моменту отримання природного газу в точці входу та до моменту передачі природного газу в точці виходу.

8. Взаємодія оператора газотранспортної системи з оператором іншої газотранспортної системи регулюється угодою про взаємодію, яка укладається з урахуванням вимог цього Кодексу.

9. Замовник послуг транспортування користується потужністю газотранспортної системи на засадах, визначених Законом України "Про ринок природного газу", цим Кодексом, а також договором транспортування природного газу.

10. Прямий споживач забезпечує:

доступ оператора газотранспортної системи до вузлів обліку природного газу, які перебувають у його власності;

дотримання обмежень споживання природного газу, які полягають в обмеженні максимальної кількості споживання природного газу за годину та на добу згідно з повідомленнями оператора газотранспортної системи;

можливість цілодобового зв'язку оператора газотранспортної системи з прямим споживачем у разі виникнення раптових подій, які мають вплив на виконання транспортних послуг;

негайне виконання розпорядження диспетчерських служб оператора газотранспортної системи.

Прямий споживач, який є власником комерційного вузла обліку природного газу, зобов'язаний:

утримувати об'єкти газової інфраструктури в належному технічному стані;

виконувати періодичні перевірки та повірки вузла обліку в пункті одержання природного або передачі природного газу згідно з положеннями Кодексу та технічними нормами та стандартами;

інформувати оператора газотранспортної системи про терміни виконуваних періодичних перевірок, повірок та надання його представникам доступу до комерційного вузла обліку під час здійснення цих робіт;

забезпечувати доступ представників(а) оператора газотранспортної системи для перевірки належної роботи комерційного вузла обліку природного газу;

забезпечувати виконання перевірки належної роботи системи комерційного вузла обліку природного газу за кожним запитом оператора газотранспортної системи, але не частіше одного разу на тиждень;

надавати представникам оператора газотранспортної системи можливість пломбування комерційного вузла обліку газу;

надавати оператору газотранспортної системи можливість дистанційного зчитування даних вимірювання у разі функціонування системи телеметрії та встановлювати системи телеметрії;

надавати оператору газотранспортної системи можливість встановлення власної системи телеметрії.

Прямий споживач, який не є власником комерційного вузла обліку природного газу, зобов'язаний утримувати об'єкти газової інфраструктури в належному технічному стані та має право:

бути поінформованим про терміни періодичних перевірок та повірок, які виконуються службами оператора газотранспортної системи, і може бути присутнім під час здійснення цих робіт;

опломбувати засоби вимірювальної техніки, допоміжні пристрої та елементи газопроводів у місцях, де несанкціоноване втручання може вплинути на результати вимірювань об'єму газу;

здійснювати дистанційне зчитування вимірювальних даних у разі функціонування системи телеметрії на газорозподільній станції;

встановлювати власну систему телеметрії в порядку, визначеному цим Кодексом, за відсутності телеметрії та надавати оператору газотранспортної системи можливість отримання даних.

II. Характеристика газотранспортної системи, визначення точок входу і точок виходу

1. Характеристика газотранспортної системи

1. До складу газотранспортної системи у межах балансової приналежності оператора газотранспортної системи входять:

газопроводи з відводами та лупінгами від місця видобутку чи підземного зберігання газу (вихід з установки підготовки газу на об'єктах газодобування чи газосховище) до місця його розподілення зі зниженням тиску до 1,2 МПа (вихід із газорозподільної станції) з перекривною арматурою, переходами через природні і штучні перешкоди (автомобільні дороги, залізниці, канали тощо), вузлами запускання та приймання очисних засобів, вузлами збирання і зберігання

газового конденсату, засобами введення в газопровід метанолу, ємностями для зберігання і розгазування конденсату, земляними амбрами для аварійного зливання конденсату;

компресорні станції;

газорозподільні станції;

установки підготовки газу;

установки протикорозійного захисту;

лінії і споруди систем технологічного зв'язку і телемеханіки;

лінія електропередачі і обладнання для електроживлення електроустановок магістральних газопроводів, систем телемеханіки та установок електрохімічного захисту;

газовимірювальні станції (ГВС), газовимірювальні пункти і газовимірювальні блоки на лінійній частині магістрального газопроводу;

міжгазопровідні пункти редукування газу;

протипожежні засоби, протиерозійні і захисні споруди газопроводів;

будівлі та споруди на лінійній частині магістрального газопроводу;

розпізнавальні і сигнальні знаки місцезнаходження газопроводів, що призначені для обслуговування технологічних об'єктів газотранспортної системи та знаходяться на балансі оператора газотранспортної системи;

інші об'єкти газотранспортної системи.

2. Визначення точок входу і точок виходу, віртуальних точок газотранспортної системи

1. У газотранспортній системі виділяються такі точки входу:

1) точки входу з фізичним розташуванням (далі - фізична точка) у підключеннях до:

газотранспортних систем сусідніх країн;

родовищ природного газу, виробництва біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел;

установок LNG;

газосховищ;

2) віртуальні точки входу з невизначеним фізичним розташуванням (далі - віртуальна точка):

точки входу з газорозподільної системи чи групи газорозподільних систем (місце надходження газу від газодобувних підприємств чи виробників біогазу, підключених до газорозподільної системи);

точки входу в газосховище чи групу газосховищ;

точки входу з групи газовидобувних підприємств;

точка входу, в якій відбувається передача природного газу.

2. У газотранспортній системі виділяються такі точки виходу:

1) точки виходу з фізичним розташуванням (далі - фізична точка) до:

газотранспортних систем сусідніх країн;

прямих споживачів;

газорозподільних систем;

газосховищ;

2) віртуальні точки виходу з невизначеним фізичним розташуванням (далі - віртуальна точка):

точка виходу до газорозподільної системи;

точки виходу у підключенні з газосховищами або з групами газосховищ;

точка виходу, в якій відбувається передача природного газу;

точка виходу для операцій оператора газотранспортної системи, пов'язаних із закупівлею оператором газотранспортної системи природного газу для власних потреб та виробничо-технологічних витрат.

3. Для кожної газорозподільної зони оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку виходу до газорозподільної системи, що охоплює всі точки виходу до цієї системи, розташовані на території ліцензованої діяльності оператора газорозподільної системи.

4. Для кожної газорозподільної зони оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку входу з газорозподільної системи, якщо до газорозподільної системи підключені об'єкти видобування природного газу та/або виробництва біогазу та інших видів газу з альтернативних джерел.

5. Оператор газотранспортної системи розміщує на власному веб-сайті перелік усіх точок входу та виходу газотранспортної системи.

III. Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, правила обліку та документальне оформлення приймання-передачі природного газу

1. Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі

1. Відповідальним за якість газу є:

1) у точках входу (крім точок входу на міждержавному з'єднанні) - оператори суміжних систем, газовидобувні підприємства, виробники біогазу та інших видів газу з альтернативних джерел, які подають природний газ до газотранспортної системи в точці входу. У точках входу на міждержавному з'єднанні відповідальним є замовник послуг транспортування;

2) у точках виходу - оператор газотранспортної системи.

2. Визначення фізико-хімічних показників та інших характеристик (далі - ФХП) природного газу проводиться у точках входу і точках виходу.

3. Визначення ФХП природного газу у точках виходу газотранспортної системи проводиться оператором газотранспортної системи на умовах, визначених цим Кодексом та погоджених з операторами суміжних систем або прямими споживачами, з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів) та/або вимірвальних хіміко-аналітичних лабораторій.

4. Точки визначення ФХП природного газу можуть знаходитись як на комерційних вузлах обліку газу (ВОГ) та пунктах вимірювання витрат газу (ПВВГ), так і на інших точках магістральних газопроводів, від яких подається газ через вищезазначені комерційні ВОГ та ПВВГ. Оператор газотранспортної системи повинен визначати точки визначення ФХП (місця відбору проб) таким чином, щоб гарантувати, що значення теплоти згоряння відібраної проби не відрізнялось більше ніж на +/- 5 % у ту саму добу від теплоти згоряння природного газу по будь-якому фізичному виходу комерційного обліку газу, на який ці значення ФХП розповсюджуються.

У разі якщо до точки входу/виходу до/із газотранспортної системи природний газ надходить одночасно від різних джерел, визначення ФХП природного газу, що транспортується до точки входу/виходу ГТС, проводиться після точки змішування.

{Пункт 4 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

5. Визначення ФХП природного газу у точках входу газотранспортної системи проводиться на комерційних ВОГ (ПВВГ) операторів суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів) та/або вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій.

6. Точки визначення ФХП (місця відбору проб) природного газу та періодичність проведення вимірювань при використанні для визначення ФХП вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій узгоджуються оператором газотранспортної системи з операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, окремим протоколом.

Оператор ГТС повинен розробити, затвердити та розмістити на офіційному сайті відповідні маршрути визначення фізико-хімічних показників газу, в яких описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

Маршрут може бути розроблений як для однієї точки виходу ГТС, так і для групи точок виходу ГТС з однаковими ФХП газу.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

У випадку транспортування газу до точки виходу різними маршрутами складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

7. Точки входу та точки виходу до/з газотранспортної системи, через які передається природний газ з максимальною витратою за стандартних умов, що перевищує 30000 м³/год, мають бути обладнані приладами, які на безперервній основі забезпечують контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою природного газу (зокрема автоматичними хроматографами та вологомірами), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних підрозділам оператора газотранспортної системи. Для нових точок входу/виходу до/з газотранспортної системи, через які подається природний газ, норма щодо обладнання приладами, які на безперервній основі забезпечують контроль ФХП природного газу, є обов'язковою незалежно від величини об'єму передачі природного газу.

8. У разі виходу з ладу автоматичних потокових приладів за погодженням з оператором газотранспортної системи допускається на період усунення несправності використання для визначення теплоти згоряння, компонентного складу газу та температури точки роси за вологою хіміко-аналітичних лабораторій.

9. Періодичність визначення компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою при використанні вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій повинна бути не рідше, ніж один раз на тиждень.

10. До визначення ФХП допускаються вимірювальні хіміко-аналітичні лабораторії, що у встановленому законодавством порядку отримали право на виконання таких робіт.

11. Для точок входу і точок виходу визначаються такі значення ФХП:

компонентний склад;
 нижча та вища теплота згоряння;
 густина газу;
 вміст сірководню та меркаптанової сірки;
 вміст механічних домішок;
 число Воббе;
 температура точки роси за вологою;
 температура точки роси за вуглеводнями.

12. Визначення ФХП природного газу та відбір проб газу проводиться згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів. При цьому уповноважені представники оператора суміжних систем мають право бути присутніми під час відбору проб газу та/або при проведенні його аналізу з визначення ФХП.

13. Природний газ, що подається в газотранспортну систему, повинен відповідати таким вимогам:

вміст метану (C_1), мол. %	мінімум	90
вміст етану (C_2), мол. %	максимум	7
вміст пропану (C_3), мол. %	максимум	3
вміст бутану (C_4), мол. %	максимум	2
вміст пентану та інших більш важких вуглеводнів (C_5+), мол. %	максимум	1
вміст азоту (N_2), мол. %	максимум	5
вміст вуглецю (CO_2), мол. %	максимум	2
вміст кисню (O_2), мол. %	максимум	0,02
вища теплота згоряння (25 °C/20 °C)	мінімум	36,20 МДж/м ³ (10,06 кВт·год/м ³)
	максимум	38,30 МДж/м ³ (10,64 кВт·год/м ³)
вища теплота згоряння (25 °C/0 °C)	мінімум	38,85 МДж/м ³ (10,80 кВт·год/м ³)
	максимум	41,10 МДж/м ³ (11,42 кВт·год/м ³)
нижча теплота згоряння (25 °C/20 °C)	мінімум	32,66 МДж/м ³ (09,07 кВт·год/м ³)
	максимум	34,54 МДж/м ³ (09,59 кВт·год/м ³)

температура точки роси за вологою °С	
при абсолютному тиску газу 3,92 МПа	не перевищує мінус 8 (-8)
температура точки роси за вуглеводнями	
при температурі газу не нижче 0 °С	не перевищує 0°С
вміст механічних домішок:	відсутні
вміст сірководню, г/м ³	максимум 0,006
вміст меркаптанової сірки, г/м ³	максимум 0,02

14. ФХП у прикордонних точках входу та виходу повинні відповідати вимогам зовнішньоекономічних договорів, угодам про взаємодію та вимогам пункту 13 цієї глави.

15. Оператор газотранспортної системи має право не приймати в газотранспортну систему природний газ у випадках невідповідності ФХП газу у точках входу вимогам пункту 13 цієї глави.

16. Якщо природний газ, що не відповідає вимогам пункту 13 цієї глави, був завантажений в газотранспортну систему з причин, незалежних від оператора газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи одержує від суб'єкта, який подав у газотранспортну систему неякісний газ, додаткову оплату, визначену в договорі транспортування.

17. ФХП транспортованого природного газу у точках виходу повинні відповідати вимогам пункту 13 цієї глави, за винятком вимог щодо вмісту меркаптанової сірки.

18. Якщо природний газ, що був переданий в точках виходу з газотранспортної системи, не відповідає встановленим вимогам пункту 17 цієї глави, оператор газотранспортної системи сплачує оператору газорозподільної системи, оператору газосховищ, прямому споживачу додаткову оплату, визначену в договорі транспортування.

19. Значення ФХП природного газу, що транспортується, визначається:

для точок, в яких були встановлені потокові засоби вимірювань, для кожної години;

для точок, які не були обладнані засобами вимірювання складу природного газу (не були встановлені хроматографи, вологоміри), на підставі останнього вимірювання, проведеного вимірювальною хіміко-аналітичною лабораторією.

20. Місячні паспорти-сертифікати ФХП газу підлягають оприлюдненню на веб-сайті оператора газотранспортної системи.

21. Оператор газотранспортної системи надає операторам суміжних систем або іншим суб'єктам, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, оперативні дані ФХП природного газу за всіма узгодженими точками його визначення, який має містити такі чисельні значення:

густина газу;

вміст азоту;

вміст вуглекислого газу;

температура точки роси за вологою;

температура точки роси за вуглеводнями;

число Воббе;

середньозважена вища теплота згоряння за минулу добу.

{Абзац восьмий пункту 21 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

22. Газ, що подається споживачам, повинен бути одоризованим згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів. В окремих випадках, які визначаються угодами з операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, що безпосередньо підключені до газотранспортної системи, допускається подача неодоризованого природного газу.

23. Оператор газотранспортної системи є відповідальним за забезпечення оптимального режиму одоризації газу.

2. Порядок обліку природного газу

1. Приймання-передача природного газу у фізичних точках входу та точках виходу здійснюється виключно за наявності комерційного ВОГ (ПВВГ).

2. Комерційний облік природного газу проводиться на комерційному ВОГ (ПВВГ) сторони, що передає природний газ. Якщо у сторони, що передає газ, відсутній комерційний ВОГ (ПВВГ), комерційний облік природного газу проводиться на комерційному ВОГ (ПВВГ) сторони, що приймає газ.

3. Комерційний ВОГ (ПВВГ) у точці входу до газотранспортної системи має бути розташований у точці приєднання, яка має співпадати з межею балансової належності між операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи. У випадку, якщо комерційний ВОГ (ПВВГ) у точці входу до газотранспортної системи не розташований у точці приєднання, яка має співпадати з межею балансової належності між операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, власник комерційного ВОГ (ПВВГ) передає оператору газотранспортної системи на обслуговування на підставі договору відповідну інфраструктуру від комерційного ВОГ (ПВВГ) до межі балансової належності, який передбачає покриття відповідних витрат оператора газотранспортної системи.

4. На газорозподільній станції комерційні ВОГ (ПВВГ) можуть бути встановлені на газопроводі високого тиску до вузла редукування, а на газопроводі низького тиску після вузла редукування.

5. Якщо комерційні ВОГ (ПВВГ), у тому числі прикордонні ГВС (ПВВГ) як у точці входу, так і точці виходу розташовані до (після) межі балансової належності, обсяг переданого газу зменшується (збільшується) на розрахункову величину виробничо-технологічних витрат на ділянці між цим комерційним ВОГ (ПВВГ) і межею балансового розподілу суміжних суб'єктів господарювання.

6. Якщо після комерційного ВОГ (ПВВГ) на газорозподільній станції здійснюється відбір газу на газоспоживаюче обладнання оператора газотранспортної системи (котли опалення чи підігрівачі газу), це обладнання має бути забезпечене окремим вузлом обліку газу відповідно до вимог чинного законодавства.

7. Обсяги інших виробничо-технологічних витрат природного газу після комерційного вузла обліку газу на газорозподільних станціях, у тому числі на газорегулюючому обладнанні, запобіжних пристроях, скидних клапанах, продувних свічках тощо, визначаються за результатами інструментального визначення обсягів виробничо-технологічних витрат, що провадиться за графіком або розрахунком погодженими сторонами.

8. Вимоги до складових частин вузла обліку природного газу, правил експлуатації приладів обліку, порядку вимірювання його обсягів та визначення якості визначаються технічними регламентами та нормами, правилами і стандартами, які встановлюються і затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі.

9. Особливості обліку природного газу у точках входу та точках виходу між оператором газотранспортної системи та операторами суміжних систем (окрім оператора газорозподільних систем) або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи,

регулюються Кодексом та технічною угодою, що укладається між вказаними суб'єктами (далі - Технічна угода). Особливості обліку природного газу у точках входу та точках виходу між оператором газотранспортної системи та оператором газорозподільної системи регулюються положеннями Кодексу та у випадку необхідності Технічною угодою, яка не може суперечити положенням Кодексу.

10. Для точок входу і точок виходу визначаються значення обсягу газу в одиницях об'єму (м^3) та енергетичних одиницях ($\text{МВт}\cdot\text{год}$):

{Абзац перший пункту 10 глави 2 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

обсяг природного газу за годину;

обсяг природного газу за добу;

обсяг природного газу за місяць;

ФХП газу;

тиск газу.

11. Обсяг енергії природного газу розраховується шляхом перемноження виміряного об'єму газу, зведеного до стандартних умов, на значення середньозваженої вищої теплоти згоряння газу за цей період:

$$E = V_c \cdot H_s,$$

де: E - обсяг енергії газу, ($\text{МВт}\cdot\text{год}$);

V_c - об'єм газу, зведений до стандартних умов, (тис. м^3);

H_s - середньозважена вища теплота згоряння газу, ($\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^3$).

При використанні потокового хроматографа вища теплота згоряння за годину є середнім арифметичним від проведених вимірювань за годину.

Вимірювання теплоти згоряння проводиться відповідно до вимог глави 1 Розділу III.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, який обладнаний поточковими ЗВТ визначення ФХП газу, може визначатися:

в автоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу, які отримують дані безпосередньо з поточкових ЗВТ визначення ФХП газу;

у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі середніх значень теплоти згоряння за годину з поточкових ЗВТ визначення ФХП газу та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, де визначення ФХП газу проводиться з використанням вимірвальних хіміко-аналітичних лабораторій, може визначатися:

у напівавтоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу на основі значення вищої теплоти згоряння, що вводиться до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм як умовно-постійний параметр, та об'єму газу за період розрахунку;

у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі значення вищої теплоти згоряння, що дорівнює останньому визначеному значенню вищої теплоти згоряння, та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу (при цьому, вищезгадане значення вищої теплоти згоряння використовується для розрахунку, починаючи з години, наступної за годиною, під час якої до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм внесені, як умовно-постійні, параметри значення густини газу, вмісту азоту та діоксиду вуглецю).

{Пункт 11 глави 2 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

12. Обсяг природного газу за добу, як в одиницях об'єму, так і одиницях енергії, визначається як сума погодинних обсягів природного газу.

{Пункт 12 глави 2 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

13. Обсяг природного газу за місяць, як в одиницях об'єму, так і одиницях енергії, визначається як сума добових обсягів природного газу.

{Пункт 13 глави 2 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

14. Вища теплота згоряння за добу є середньозваженим значенням вищої теплоти згоряння за кожну годину доби розраховується за формулою:

$$\tilde{H}_{SD} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{Si} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^n V_i},$$

де: \tilde{H}_{SD} - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за добу;

H_{Si} - значення вищої теплоти згоряння за і-ту годину;

V_i - об'єм газу за годину.

Вища теплота згоряння за місяць є середньозваженим значенням вищої теплоти згоряння за кожну добу і розраховується за формулою:

$$\tilde{H}_{SM} = \frac{\sum_{i=1}^n \tilde{H}_{SDi} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^n V_i},$$

де: \tilde{H}_{SM} - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за місяць;

\tilde{H}_{SDi} - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за і-ту добу;

V_i - об'єм газу за добу.

{Пункт 14 глави 2 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

{Пункт 15 глави 2 розділу III виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

15. Вимоги до технічних рішень, які застосовуються при будівництві, реконструкції чи капітальному ремонті комерційних ВОГ (ПВВГ), визначаються:

для комерційних ВОГ (ПВВГ), що знаходяться у власності оператора газотранспортної системи, - оператором газотранспортної системи;

для комерційних ВОГ (ПВВГ), що знаходяться не у власності оператора газотранспортної системи, - технічними умовами, що видаються оператором газотранспортної системи.

16. Введення в експлуатацію власником нового або реконструйованого комерційного ВОГ (ПВВГ) проводиться не раніше ніж за 10 робочих днів з дати повідомлення представників оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи про проведення перевірки готовності вводу комерційного ВОГ (ПВВГ) до експлуатації з оформленням двостороннього акта. Повідомлення повинне містити дату, час та місце проведення перевірки готовності вводу комерційного ВОГ (ПВВГ). Введення в експлуатацію комерційного ВОГ (ПВВГ) проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) у дату, вказану в повідомленні.

17. Якщо на дату, вказану у письмовому повідомленні, представник оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не з'явився для введення комерційного ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію, то власник комерційного ВОГ (ПВВГ) має право скласти акт введення в експлуатацію комерційного ВОГ (ПВВГ) в односторонньому порядку з позначкою в акті, що представник оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, для участі у введенні комерційного ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію не з'явився. Копію одностороннього акта оператор газотранспортної системи надсилає Регулятору.

18. У разі відповідності комерційного ВОГ (ПВВГ) вимогам технічних регламентів та норм, правил і стандартів, що підтверджується уповноваженими на це організаціями, оператор суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не може відмовити власнику комерційного ВОГ (ПВВГ) у підписанні акта введення ВОГ (ПВВГ) у комерційну експлуатацію.

19. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) забезпечує його безперебійне та надійне функціонування і здійснює невідкладні заходи щодо відновлення працездатності ВОГ (ПВВГ) з наступним інформуванням оператора суміжної системи каналами диспетчерського зв'язку. Капітальний, поточний ремонт, технічне обслуговування ВОГ (ПВВГ), що потребує втручання у роботу вимірювальних систем, здійснюється його власником за письмовим повідомленням оператора суміжної системи без попереднього погодження з ним технічних рішень шляхом складання двостороннього протоколу (акта) про проведення таких робіт.

20. Суб'єкт ринку природного газу, на балансі якого перебувають комерційні або дублюючі ВОГ (ПВВГ), забезпечує їх належний технічний стан, своєчасне внесення інформації про ФХП природного газу в обчислювачі/коректорі.

21. На комерційному ВОГ (ПВВГ) вимірювання об'єму газу проводяться з використанням електронних обчислювачів/коректорів об'єму газу. Програмне забезпечення обчислювачів/коректорів та результати вимірювання об'єму газу повинні бути захищені від несанкціонованого втручання.

22. Порядок проведення спільних перевірок комерційних ВОГ (ПВВГ), порядок взаємодії сторін при виникненні позаштатних ситуацій, порядок вирішення спорів з питань визначення кількості транспортованого природного газу та його ФХП визначаються згідно з вимогами цього розділу та правил про безпеку постачання природного газу.

23. Для підвищення надійності вимірювань об'єму природного газу через комерційні ВОГ (ПВВГ) оператор суміжних систем або інші суб'єкти, безпосередньо підключені до газотранспортної системи, мають право встановлювати на комерційному ВОГ (ПВВГ) дублюючі автоматичні обчислювачі/коректори та/або побудувати дублюючий ВОГ (ПВВГ) за межами балансової належності власника комерційного ВОГ (ПВВГ).

24. Установлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу здійснюється відповідно до погоджених власником комерційного ВОГ (ПВВГ) технічного завдання та робочого проекту. У проекті дублюючого ВОГ (ПВВГ) відображаються потоки газу, межі балансової належності, розташування засобів вимірювальної техніки, газоспоживаючого чи газорегулюючого обладнання, їх послідовність, комутаційні з'єднання тощо. Установлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу не повинно впливати на роботу комерційного ВОГ.

25. Введення дублюючих обчислювачів/коректорів або дублюючих ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію оформлюється двостороннім актом. У разі встановлення дублюючих обчислювачів/коректорів або ВОГ (ПВВГ) сторони мають рівні права на отримання вихідної інформації та доступ до дублюючих вимірювальних комплексів.

3. Порядок перевірок, по вірок, експертиз вузлів обліку газу

1. Суб'єкт, який приймає природний газ у точці виходу чи входу, має право контролювати правильність експлуатації комерційного ВОГ (ПВВГ), здійснювати його контрольний огляд та/або технічну перевірку (калібрування) згідно з річними графіками, погодженим суб'єктом, який передає природний газ.

2. У разі необхідності позачергового контрольного огляду та/або технічної перевірки, повірки (калібрування) комерційного ВОГ (ПВВГ) суб'єкт, який приймає/передає природний газ, письмово доводить це до відома власника комерційного ВОГ (ПВВГ). Перевірка проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення.

3. Оператор газотранспортної системи та суб'єкт, який приймає/передає природний газ, мають право здійснювати періодичні та позачергові перевірки комерційного ВОГ (ПВВГ) у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) у робочий час.

4. У випадку виявлення недоліків, що впливають на правильність визначення кількості та якості газу, оператор газотранспортної системи/суб'єкт, який приймає/передає природний газ, роблять записи в журналі та спільно з власником комерційного ВОГ (ПВВГ) складають двосторонній акт.

5. Якщо у погоджені терміни, визначені річними графіками контрольних оглядів та/або технічних перевірок, повірок (калібрування), представник(и) оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не з'явився(лися) на комерційний ВОГ (ПВВГ) для участі у проведенні перевірки комерційного вузла обліку газу або повірки (калібрування) засобів вимірювальної техніки (далі - ЗВТ), то власник комерційного ВОГ (ПВВГ) може самостійно розпломбувати систему обліку, забезпечити проведення перевірки, повірки (калібрування) та скласти протокол перевірки, повірки (калібрування), в якому зазначити, що представник оператора суміжної системи для проведення перевірки, повірки (калібрування) не з'явився.

6. У випадку позаштатної ситуації (вихід з ладу вимірювального перетворювача, обчислювача, системи живлення та іскрозахисту) власник комерційного ВОГ (ПВВГ) має терміново вжити заходів щодо забезпечення нормальної роботи комерційного ВОГ (ПВВГ), про що повідомляє оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи диспетчерськими каналами зв'язку, та може в односторонньому порядку проводити відновлювальні роботи (калібрування, налагодження, техобслуговування ЗВТ і приладів) з попереднім розпломбуванням системи обліку.

7. Між оператором газотранспортної системи та оператором суміжної системи або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, погоджується графік

періодичної перевірки стану приладів для визначення ФХП природного газу в місцях визначення ФХП.

8. У разі необхідності позачергової перевірки стану визначення ФХП газу оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, письмово доводить це до відома власника комерційного ВОГ (ПВВГ) із зазначенням місця, в якому має бути здійснений контрольний відбір проби газу та часу здійснення цих заходів. Перевірка проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення.

4. Порядок ведення обліку газу в разі тимчасової несправності або виведення комерційного ВОГ (ПВВГ) з експлуатації

1. Комерційний ВОГ (ПВВГ) може тимчасово бути виведений з експлуатації на період проведення повірки, перевірки, капітального, поточного ремонту, ліквідації аварійних ситуацій або технічного обслуговування.

2. При виведенні з експлуатації комерційних ВОГ (ПВВГ) кількість поданого газу за звітний період визначається за показами дублюючих обчислювачів/коректорів або дублюючих ВОГ (у разі їх введення в експлуатацію), а за їх відсутності - відповідно до пунктів 4-6 цієї глави.

3. У разі пошкодження пломби на комерційному ВОГ (ПВВГ) інша сторона має право вимагати визначення кількості газу за поточний місяць на підставі показів дублюючого ВОГ (ПВВГ).

4. Якщо вимірювання не проводились за період не більше 3-х годин, кількість газу визначається на підставі середньогодинних значень за 3 години до виводу з експлуатації та 3 годин після відновлення нормального режиму за умови транспортування газу.

5. Якщо вимірювання не проводились терміном до трьох діб, кількість газу визначається за середньогодинними даними попередніх трьох діб.

6. Якщо вимірювання не проводились терміном більше трьох діб, обсяг газу визначається за даними попередніх трьох аналогічних періодів або технічною угодою.

5. Порядок вирішення спірних питань щодо обсягу та ФХП переданого/прийнятого газу

1. Усі спори (розбіжності), які виникають при здійсненні обліку природного газу, у тому числі визначення добового чи місячного обсягу та ФХП поданого газу, повинні вирішуватись шляхом переговорів.

2. Якщо сторона, що приймає/передає природний газ, не погоджується з визначенням добового чи місячного обсягу та ФХП поданого газу, то вона повинна заявити про це іншій стороні, що приймає/передає природний газ, протягом п'яти днів з дати оформлення акта або іншого документа, що підтверджує значення обсягу та ФХП поданого (прийнятого) газу.

3. У разі виникнення між сторонами спірних питань щодо результатів вимірювань обсягу природного газу або технічних, у тому числі метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, сторони, що приймає/передає природний газ, мають право вимагати проведення експертної повірки засобів вимірювальної техніки. Якщо результати повірки негативні, оплата за проведення експертної повірки проводиться власником цих приладів, при позитивних результатах повірки - суб'єктом, який вимагав проведення експертної повірки.

4. У разі неможливості досягнення згоди (у тому числі на підставі результатів проведеної експертної повірки) шляхом переговорів пред'явлені спірні питання передаються на розгляд до суду.

5. До врегулювання розбіжностей та прийняття рішення суду обсяг переданого (прийнятого) газу встановлюється відповідно до результатів вимірювань комерційного ВОГ (ПВВГ).

6. Порядок обміну даними про виміряні обсяги газу та організація системи збору передачі даних

1. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) щодобово до 12-00 по каналах диспетчерського зв'язку надає операторам суміжних систем та іншим суб'єктам, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, оперативну інформацію про кількість та обсяг газу, переданого через комерційний ВОГ (ПВВГ), а також середньозважене значення вищої теплоти згоряння за минулу добу.

До 5-го числа місяця, наступного за звітним, власник комерційного ВОГ (ПВВГ) надає іншій стороні, яка приймає/передає природний газ, в електронному вигляді інформацію, яка міститься в погодинних роздруківках, у повному обсязі (об'єм та ФХП газу, характер і тривалість аварійних ситуацій та втручань).

{Пункт 1 глави 6 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

2. За домовленістю сторін, які здійснюють приймання-передачу природного газу, оператор газотранспортної системи може надавати інформацію про кількість та обсяг газу у точках входу та точках виходу шляхом її оприлюднення на своєму веб-сайті. В іншому разі сторона, яка приймає газ у точці входу або точці виходу, має право на безперервне отримання інформації в електронному вигляді відповідно до розробленого проекту системи передачі даних (обладнання, лінії зв'язку), погодженого з власником комерційного вузла обліку. На підставі погодженого проекту сторона, яка приймає газ, забезпечує придбання, установлення та налагодження системи передачі даних. Інформація надається з персональної електронної обчислювальної машини підрозділу оператора газотранспортної системи, до якої надходить інформація з обчислювачів та коректорів.

3. Оператор газотранспортної системи, оператори суміжних систем та інші суб'єкти, що безпосередньо підключені до газотранспортної системи, погоджують періодичність та умови надання доступу до телеметричних даних із систем телеметрії у технічних угодах.

4. Якщо певна точка входу або виходу не обладнана системою телеметрії або виникла аварія системи телеметрії, необхідні дані будуть передаватися у спосіб, установлений в цій главі або в технічних угодах.

5. При новому приєднанні оператор газотранспортної системи визначає вимоги до встановлення систем телеметрії та доступу до телеметричних даних операторам суміжних систем та іншим суб'єктам, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, при приєднанні до газотранспортної системи у відповідних технічних умовах на нових приєднаннях.

6. У разі якщо оператор газотранспортної системи не є власником або користувачем на комерційного ВОГ (ПВВГ), він має право:

встановити в цьому пункті телеметричні пристрої, які служать для передачі даних вимірювань, при цьому право власності на встановлені телеметричні пристрої буде мати сторона, яка їх встановила;

отримувати дані вимірювань з установленної інформаційної телеметричної системи.

7. У разі виникнення аварії системи телеметрії повідомлення про цю аварію іншим сторонам, що користуються телеметричними даними, є обов'язком суб'єкта, який експлуатує телеметричні пристрої. Власник або користувач пункту зобов'язаний передати іншій стороні, що користується телеметричними даними, інформацію про виникнення аварії не пізніше наступного робочого дня, якщо інший термін не встановлено в технічній угоді.

7. Документальне оформлення приймання-передачі природного газу

1. Порядок приймання-передачі природного газу в точках входу та точках виходу на міждержавному з'єднанні визначається відповідною угодою про взаємодію між оператором газотранспортної системи та оператором суміжної газотранспортної системи.

Замовник послуг транспортування разом з оператором суміжної газотранспортної системи та оператором газотранспортної системи укладають до 5-го числа наступного місяця акти приймання-передачі газу на обсяги, які замовник послуг транспортування отримав або направив у точках входу та точках виходу на міждержавному з'єднанні за цей газовий місяць.

2. Оформлення актів приймання-передачі природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором суміжної системи або прямим споживачем здійснюється відповідно до вимог цього розділу, технічної угоди (за наявності) та з урахуванням такого:

1) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та газовидобувним підприємством оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

2) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором LNG оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

3) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором газосховища оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

4) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором газорозподільної системи відбувається в точках комерційного обліку газу на газорозподільних станціях і оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

5) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та прямим споживачем відбувається в точках комерційного обліку газу і оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним.

3. Розбіжності у частині обсягу прийнятого/переданого природного газу врегульовуються відповідно до умов цього Кодексу, технічної угоди (за її наявності), а у разі недосягнення згоди - в суді.

4. До винесення остаточного судового рішення обсяг переданого (прийнятого) газу встановлюється відповідно до показань комерційного вузла обліку газу.

5. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) повинен скласти та надати іншій стороні до 5-го числа місяця, наступного за звітним, місячний паспорт-сертифікат фізико-хімічних характеристик газу, в якому вказуються всі ФХП, що підлягають контролю відповідно до пункту 13 глави 1 цього розділу, у тому числі середньозважене значення вищої теплоти згоряння за місяць (у кВт·год/м³ з розрядністю відображення два знаки після цілої частини).

{Пункт 5 глави 7 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

6. Оформлення актів приймання-передачі природного газу із замовниками здійснюється відповідно до вимог цього розділу та з урахуванням такого:

1) замовник послуг транспортування в особі постачальника разом з оператором газотранспортної системи та прямим споживачем укладають до 5-го числа наступного місяця акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування направив у точку виходу до такого споживача за цей газовий місяць;

2) замовник послуг транспортування разом з газовидобувним підприємством та споживачем до 5-го числа наступного місяця укладають акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування направив споживачу (крім побутового споживача) за цей газовий місяць;

3) замовник послуг транспортування та суб'єкти, що здійснюють між собою операції з купівлі-продажу природного газу, оформлюють акти приймання-передачі природного газу та

надають один оригінальний примірник підписаного ними акта приймання-передачі природного газу щодо кожного газового місяця оператору газотранспортної системи.

7. Оформлення актів приймання-передачі газу замовника послуг транспортування від/до операторів суміжних систем до/від оператора газотранспортної системи здійснюється з урахуванням такого:

1) замовник послуг транспортування разом з газовидобувним підприємством укладають акти прийому-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування подав у точки входу до оператора газотранспортної системи за цей газовий місяць від газовидобувного підприємства;

2) замовник послуг транспортування разом з оператором установки LNG укладають акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування подав на точки входу до оператора газотранспортної системи від установки LNG;

3) замовник послуг транспортування разом з оператором газосховищ укладають акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування подав у точки входу/виходу оператора газотранспортної системи від/до газосховища за цей газовий місяць.

8. До 7-го числа наступного місяця:

1) на підставі актів приймання-передачі природного газу, укладених згідно з підпунктом 1 пункту 6 цієї глави, оператор газотранспортної системи разом з замовником послуг транспортування оформлюють та підписують зведений реєстр реалізації газу споживачам на обсяги газу, які такий замовник послуг транспортування подав у точках виходу до прямих споживачів за цей газовий місяць;

2) на підставі актів приймання-передачі природного газу, укладених між оператором газорозподільної системи та споживачами (крім побутових споживачів), згідно з положеннями Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2494 (далі - Кодекс газорозподільної системи), оператор газорозподільних систем оформлює та підписує зведений реєстр про фактичний обсяг розподілу природного газу по споживачах за цей газовий місяць у розрізі структурних підрозділів оператора газотранспортної системи та/або структурних підрозділів газовидобувного підприємства, регіонів та категорій споживачів за цей газовий місяць та надає оператору газотранспортної системи примірник підписаного оригіналу такого реєстру;

3) на підставі актів приймання-передачі природного газу, укладених згідно з підпунктом 2 пункту 6 цієї глави, газовидобувне підприємство разом з замовником послуг транспортування оформлюють та підписують зведені реєстри реалізації газу споживачам на обсяги газу, які такий замовник послуг транспортування подав у точках виходу від газовидобувного підприємства до споживачів за цей газовий місяць, та надають оператору газотранспортної системи примірник підписаного оригіналу таких реєстрів;

{Підпункт 3 пункту 8 глави 7 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

4) інформація, зазначена в підпунктах 1-3 цього пункту, надається згідно з формами оператора газотранспортної системи та розміщується на його веб-сайті.

9. До 8-го числа наступного місяця газовидобувне підприємство надає оператору газотранспортної системи:

1) звіт про фактичний видобуток природного газу за цей газовий місяць;

2) на підставі зведених реєстрів, оформлених згідно з підпунктом 3 пункту 8 цієї глави, - звіти про обсяги природного газу, наданого замовниками послуг транспортування в точках виходу до споживачів за цей газовий місяць у розрізі структурних підрозділів газовидобувного підприємства, регіонів та категорій споживачів.

Інформація, зазначена в підпунктах 1 - 2 цього пункту, надається згідно з формами оператора газотранспортної системи та розміщується на його веб-сайті.

10. До 8-го числа наступного місяця надають оператору газотранспортної системи:

1) газовидобувне підприємство на підставі актів приймання-передачі природного газу, оформлених згідно з підпунктом 1 пункту 7 цієї глави, - зведені реєстри природного газу щодо обсягів газу, які було подано в точках входу до оператора газотранспортної системи за цей газовий місяць у розрізі замовників послуг транспортування;

2) оператор установки LNG на підставі актів приймання-передачі газу, оформлених згідно з підпунктом 2 пункту 7 цієї глави, - зведені реєстри природного газу щодо обсягів газу, які було подано в точках входу до оператора газотранспортної системи за цей газовий місяць у розрізі замовників послуг транспортування;

3) оператор газосховищ на підставі актів приймання-передачі газу, оформлених згідно з підпунктом 3 пункту 7 цієї глави, - зведені реєстри природного газу щодо обсягів газу, які було подано в точки входу та/або отримано в точках виходу за цей газовий місяць у розрізі замовників послуг транспортування.

Інформація, зазначена в цьому пункті, надається згідно з формами оператора газотранспортної системи та розміщується на його веб-сайті.

11. До 8-го числа наступного місяця замовники послуг транспортування та суб'єкти, які уклали договори купівлі-продажу природного газу у віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу, надають оператору газотранспортної системи:

1) звіт про обсяги газу, які були отримані у віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу (від інших замовників послуг транспортування, суб'єктів двосторонніх договорів, оператора газосховища, газовидобувного підприємства, оператора установки LNG), та передані у віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу іншим замовникам послуг транспортування газу, суб'єктам ринку природного газу, споживачам за цей газовий місяць у розрізі замовників послуг транспортування, регіонів, структурних підрозділів оператора газотранспортної системи, операторів газорозподільних систем, структурних підрозділів газовидобувних підприємств;

2) примірник оригіналу акта приймання-передачі природного газу з іншим замовником послуг транспортування та/або суб'єктом ринку природного газу учасником договору купівлі-продажу природного газу у віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу, оформлений згідно з пунктом 6 цієї глави.

Документи, зазначені в цьому пункті, надаються згідно з формами оператора газотранспортної системи та оприлюднюються на його веб-сайті.

12. Перехід права власності на природний газ, який поданий до газотранспортної системи, здійснюється у віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу. Оператор газотранспортної системи здійснює адміністрування передачі прав власності на природний газ на підставі поданих номінацій на віртуальну точку, в якій відбувається передача природного газу.

13. У разі ненадання замовником послуг транспортування в установлені строки документів, передбачених пунктом 11 цієї глави, оператор газотранспортної системи відмовляє в прийнятті номінацій від такого замовника послуг транспортування на поточний та наступний газові місяці, до дати отримання таких документів і повідомляє про це замовника послуг транспортування, Регулятора та операторів суміжних систем. При цьому, якщо замовником послуг транспортування є постачальник, то оператор газотранспортної системи додатково повідомляє про це постачальника "останньої надії", а постачальник - власного споживача (споживачів) у порядку, визначеному Правилами постачання природного газу, затвердженими постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2496 (далі - Правила постачання природного газу).

IV. Умови взаємодії з оператором газотранспортної системи та порядок присвоєння еіс-кодів суб'єктам ринку природного газу

1. Умови взаємодії з оператором газотранспортної системи

1. Взаємовідносини між суміжними операторами газотранспортних систем регулюються угодою, про взаємодію положення якої не можуть суперечити положенням цього Кодексу.

2. Правовідносини між оператором газотранспортної системи та оператором установки LNG / оператором газосховища / газовидобувним підприємством / оператором газорозподільної системи / прямим споживачем щодо одержання доступу до потужності, надання послуг із транспортування, у тому числі послуг балансування газотранспортної системи, регулюються договором транспортування природного газу, укладеним відповідно до Типового договору транспортування природного газу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2497.

Взаємовідносини стосовно визначення ФХП, правил обліку, приймання-передачі природного газу тощо регулюються положеннями цього Кодексу та технічною угодою, укладеною між оператором газотранспортної системи та оператором установки LNG / оператором газосховища / газовидобувним підприємством / оператором газорозподільної системи (у випадку необхідності) / прямим споживачем, яка передбачає:

засади обміну інформацією, у тому числі специфікаціями у форматі даних і протоколів, які дають можливість співпраці із системою обміну інформацією оператора газотранспортної системи;

установлення граничнодопустимих значень мінімального та максимального тиску газу;

порядок визначення кількості природного газу та порядок визначення фізико-хімічних показників природного газу;

порядок обмеження (припинення) транспортування природного газу у випадку невідповідності фізико-хімічним показникам, зазначеним у цьому Кодексі;

порядок перевірки, повірки (у тому числі спільної) комерційних вузлів обліку газу;

порядок надання доступу до телеметричних та вимірювально-розрахункових даних;

порядок отримання вихідної інформації від комерційного (дублюючого) вузла обліку;

зобов'язання стосовно передачі прогностичних обсягів закачування та відбору природного газу у терміни і на засадах, визначених у Кодексі (для оператора газосховища);

порядок надання відомостей, необхідних для проведення розподілу планових обсягів транспортування замовникам послуг транспортування в точках входу/виходу;

порядок узгодження графіків та порядок проведення ремонтних робіт і робіт з модернізації, які мають вплив на умови роботи суміжних систем;

порядок дій на випадок виникнення перебоїв у роботі суміжних систем;

порядок повідомлення про аварії та порядок взаємодії сторін у разі їх виникнення;

порядок взаємодії та контактні дані диспетчерських служб оператора газотранспортної системи та оператора газосховищ;

порядок обміну інформацією стосовно запланованих інвестицій, які мають вплив на умови роботи суміжних систем (для операторів суміжних систем);

порядок врегулювання спорів.

2. Порядок присвоєння ЕІС-кодів суб'єктам ринку природного газу

1. З метою уніфікації та однозначної ідентифікації суб'єктів ринку природного газу та точок комерційного обліку, розміщених на об'єктах газової інфраструктури, та для забезпечення

спрощення процедур зміни постачальників природного газу та електронного обміну даними між суб'єктами ринку природного газу, на національному рівні використовується система кодування, рекомендована Європейською мережею операторів газотранспортних систем (ENTSOG).

Для кодування використовується EIC-код.

На ринку природного газу використовуються EIC-коди, що присвоєні відповідно до регламенту EIC-схеми для кодування та ідентифікації в енергетиці.

Кожному суб'єкту ринку природного газу та/або точці комерційного обліку може бути присвоєно лише один EIC-код.

Схема ідентифікації вимагає, щоб присвоєні EIC-коди були унікальними та незмінними протягом довгого періоду часу.

2. EIC-коди, видані уповноваженим органом їх видачі за межами України, місцевим видавничим бюро, є дійсними на території України та приймаються оператором газотранспортної системи.

3. EIC-код являє собою фіксовану за довжиною послідовність алфавітно-цифрових символів (16 позицій), яка складається з таких атрибутів:

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16
					<p>Код ідентифікації суб'єкта ринку природного газу відповідної групи (у тому числі прямого споживача, оператора газорозподільних систем) або код комерційної точки обліку</p>										
					<p>Коди групи: 00-00 - споживачі оператора газотранспортної системи та точки комерційного обліку оператора газотранспортної системи; 01-89 - оператори газорозподільних систем, споживачі оператора газорозподільних систем та точки обліку; 90-90 - оператори газосховищ; 91-91 - оператори установки LNG; 92-92 - суб'єкти ринку природного газу, що займаються видобутком (виробництвом) природного газу; 93-93 - суб'єкти ринку природного газу, що займаються оптовою купівлею, продажем або постачанням природного газу; 94-WW - інше або резерв</p>										
					<p>Коди типу об'єкта: X - суб'єкт ринку природного газу; Z - точка комерційного обліку; Y - географічна або економічна зона; W - об'єкти з фізичним місцем розташування; V - фізичне або логічне місце знаходження</p>										
					<p>Коди видавничого бюро: центральне видавниче бюро; місцеве видавниче бюро</p>										
<p>Символ контрольної суми EIC-коду формується як згортка перших 15 позицій юду</p>															

Код видавничого бюро - атрибут унікального коду, що ідентифікує:

центральне видавниче бюро - адміністративна структура, яка входить до складу ENTSOG та відповідає за видачу EIC-кодів компаніям, що здійснюють транскордонне транспортування (продаж) природного газу;

місцеве видавниче бюро - оператор газотранспортної системи, що видає EIC-коди суб'єктам ринку природного газу в Україні (видає національні EIC-коди).

Код типу об'єкта - атрибут, що характеризує тип об'єкта газового ринку:

X - суб'єкт ринку природного газу, який діє як окремий суб'єкт господарювання (оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, оптовий продавець, оптовий покупець, постачальник, споживач, замовник послуг транспортування, замовник послуг транспортування, розподілу, зберігання (закачування, відбір) природного газу, замовник послуги установки LNG, суб'єкт ринку природного газу, що займається видобутком (виробництвом) природного газу);

Z - точка комерційного обліку, відносно якої визначаються та обліковуються значення об'ємів та обсягів транспортування, надходження, розподілу, передачі та споживання природного газу за певний період;

Y - географічна або економічна зона;

W - об'єкти з фізичним місцем розташування, що мають використовуватися для виробництва, споживання або зберігання енергії (генераторні установки, виробничі підрозділи, термінали СПГ, газові сховища тощо);

V - фізичне або логічне місцезнаходження, де розташовуються або могли б розташовуватися сторона або ІТ-система сторони (кінцеві точки, вузли тощо).

Код групи суб'єктів ринку природного газу - визначений оператором газотранспортної системи класифікатор типів суб'єктів ринку природного газу в Україні:

00-00 - споживачі, що приєднані до газотранспортної системи оператора та точки комерційного обліку оператора газотранспортної системи;

01-89 - оператори газорозподільних систем, споживачі, приєднані до газорозподільних систем, та точки комерційного обліку в газорозподільній системі;

90-90 - оператори газосховищ;

91-91 - оператори установки LNG;

92-92 - газовидобувні підприємства;

93-93 - суб'єкти ринку газу, що займаються оптовою купівлею, продажем або постачанням газу;

94-WW - інше або резерв.

Код ідентифікації суб'єкта ринку природного газу відповідної групи - визначений оператором газотранспортної системи або оператором газорозподільної системи алфавітно-цифровий код, що ідентифікує суб'єкта ринку природного газу, у тому числі споживача, що приєднаний до газорозподільної системи або код точки комерційного обліку, яка використовується для визначення об'ємів та обсягів природного газу для складання актів приймання-передачі між суб'єктами ринку природного газу та їх взаєморозрахунків.

Як символи послідовності EIC-коду у позиціях з 01 по 15 включно можуть використовуватися символ "-", цифри від "0" до "9", великі літери латинського алфавіту від "A" до "W".

Символ контрольної суми EIC-коду (позиція 16) призначений для забезпечення контролю цілісності коду та валідації даних. Символ контрольної суми формується згідно з регламентом, рекомендованим ENTSOG: "EIC-схема для кодування та ідентифікації в енергетиці". Як символ контрольної суми використовуються цифри від "0" до "9" та великі літери латинського алфавіту від "A" до "Z".

4. Оператор газотранспортної системи відповідає за організацію правильного та коректного розподілу EIC-кодів суб'єктам ринку природного газу України.

За заявою оператора газорозподільної системи оператор газотранспортної системи протягом двох робочих днів з моменту надання заяви відповідно до вимог цієї глави присвоює кожному оператору газорозподільної системи унікальний ЕІС-код і код групи (позиції з 04 по 05 ЕІС-кодів).

Оператор газорозподільної системи присвоює ЕІС-коди всім споживачам, що приєднані до газорозподільної системи відповідного оператора та відповідних ЕІС-кодів їх точок комерційного обліку (за необхідності). Оператор газорозподільної системи після присвоєння ЕІС-кодів споживачам, що приєднані до газорозподільної системи відповідного оператора та відповідних ЕІС-кодів їх точок комерційного обліку (за необхідності), передає їх оператору газотранспортної системи протягом 5 робочих днів з моменту присвоєння за формою оператора газотранспортної системи.

Оператор газотранспортної системи присвоює ЕІС-код оператору газосховища, оператору установки LNG, а також кожному споживачу, що приєднаний безпосередньо до газотранспортної системи, та ЕІС-коди їх відповідним точкам комерційного обліку, про що інформує зазначених суб'єктів ринку природного газу.

Оператор газотранспортної системи:

за заявою суб'єкта ринку природного газу, що займається видобутком (виробництвом) газу, присвоює суб'єкту унікальний ЕІС-код та ЕІС-коди відповідних точок комерційного обліку;

за заявою суб'єкта ринку природного газу, що займається оптовою купівлею-продажем або постачанням газу, присвоює суб'єкту унікальний ЕІС-код.

Оператор газотранспортної системи протягом 2-х робочих днів з моменту отримання заяви від суб'єкта ринку природного газу за умови дотримання положень цього розділу присвоює суб'єкту ЕІС-код.

5. Суб'єкт ринку природного газу самостійно визначає коло осіб (інших суб'єктів ринку природного газу), яким доступні дані ЕІС-коду та інша супутня інформація, що може бути використана у договірних відносинах на ринку природного газу.

6. Оператор газотранспортної системи має право відхилити заяву на присвоєння ЕІС-коду суб'єкту ринку природного газу у разі недостовірності і невідповідності поданих даних заявником до форми, встановленої місцевим видавничим бюро.

7. Присвоєння ЕІС-коду здійснюється на безоплатній основі.

V. Умови надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи, основні правила технічної експлуатації газотранспортної системи, планування розвитку у газотранспортній системі

1. Умови надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи, основні правила технічної експлуатації газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи на виключних засадах відповідає за надійну та безпечну експлуатацію, підтримання в належному стані та розвиток, включаючи нове будівництво та реконструкцію газотранспортної системи, з метою задоволення очікуваного попиту суб'єктів ринку природного газу на послуги із транспортування природного газу, враховуючи розвиток ринку природного газу.

2. Експлуатацію газотранспортної системи здійснює виключно оператор газотранспортної системи згідно з вимогами чинного законодавства України, нормативними актами у сфері проектування, будівництва та безпечної експлуатації об'єктів газотранспортної системи і технічними нормами та стандартами безпеки.

3. Оператор газотранспортної системи для забезпечення надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи:

забезпечує запобіжні заходи безаварійної експлуатації газотранспортної системи, а саме комплекс робіт, що виконується на підставі результатів технічного огляду або технічного обстеження (діагностування) газотранспортної системи з метою забезпечення її подальшої безаварійної експлуатації шляхом проведення технічного обслуговування, поточного або капітального ремонтів. Організація і проведення робіт з технічного обслуговування і ремонту газотранспортної системи встановлюються технічними нормами, стандартами безпеки;

живає заходів для забезпечення транспортування природного газу протягом періодів надзвичайно високого споживання на виконання правил про безпеку постачання природного газу та Національного плану дій;

здійснює заходи фізичного балансування;

контролює фізико-хімічні показники природного газу в точках входу та точках виходу;

обмежує надходження природного газу до газотранспортної системи у випадках, визначених Законом України "Про ринок природного газу", Національним планом дій, правилами про безпеку постачання природного газу;

розробляє та впроваджує плани локалізації та ліквідації аварій;

готує та узгоджує в рамках укладених технічних угод з оператором суміжних систем план дій на випадок виникнення перебоїв у роботі суміжних систем;

підтримує та розширює (за необхідності) контрольно-вимірвальні системи управління та телеметрії, а також системи об'єктної автоматики з метою можливості швидкої реакції на загрози, які можуть виникнути в газотранспортній системі;

підтримує технічний стан пристроїв, установок, мереж, а також системних об'єктів згідно з вимогами технічних норм та стандартів безпеки, провадить постійний експлуатаційний нагляд, у разі виникнення загроз негайно розпочинає дії, спрямовані на їх усунення;

провадить оцінку технічного стану газотранспортної системи та за її результатами готує інвестиційні плани і плани ремонту газотранспортної системи;

розробляє та впроваджує правила технічної експлуатації газотранспортної системи, які зокрема повинні містити вимоги до:

лінійної частини магістральних газопроводів;

компресорних станцій;

газорозподільних станцій;

газовимірвальних станцій та пунктів виміру витрат газу;

електроустановок;

телекомунікаційної мережі оператора газотранспортної системи;

метрологічного забезпечення захисту від корозії;

контрольно-вимірвальних приладів, систем та засобів автоматизації технологічних процесів зв'язку (технологічного);

організації експлуатації газотранспортної системи;

діагностування;

будівель та споруд, які належать до газової інфраструктури.

4. Проектування та будівництво (нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення) складових газотранспортної системи здійснюються відповідно до законодавства у сфері містобудівної діяльності, технічних норм та стандартів безпеки.

5. Проектування та будівництво (нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення) складових газотранспортної системи передбачаються планом розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років та фінансуються за рахунок коштів,

передбачених у тарифах на послуги транспортування природного газу, плати за приєднання, банківських кредитів, коштів, залучених з інших джерел, не заборонених законодавством.

6. У разі будівництва, реконструкції, капітального ремонту будинків, будівель, споруд, доріг, мостів, інших об'єктів архітектури роботи з перенесення складових газотранспортної системи виконуються оператором газотранспортної системи або іншим суб'єктом, який відповідно до законодавства має право на проведення таких робіт, за рахунок коштів замовників таких робіт відповідно до затвердженої проектно-кошторисної документації.

2. Планування розвитку у газотранспортної системи

1. Розвиток газотранспортної системи провадиться з урахуванням поточних та майбутніх потреб України в природному газі, забезпечення довготривалої працездатності газотранспортної системи, а також попиту на послуги транспортування газотранспортною системою України.

2. Оператор газотранспортної системи здійснює дослідження потреби ринку в новій газотранспортній інфраструктурі, у тому числі в міждержавних з'єднаннях, а також збирає інформацію стосовно багаторічних прогнозів потреби в природному газі на окремих територіях України.

3. При розробці плану розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років оператор газотранспортної системи зобов'язаний враховувати можливі зміни обсягів видобутку, купівлі-продажу, постачання, споживання природного газу (у тому числі обсягів транскордонної торгівлі природним газом), а також плани розвитку газотранспортних систем сусідніх держав, газорозподільних систем, газосховищ та установки LNG.

4. Оператор газотранспортної системи розробляє і щороку до 31 жовтня подає на затвердження Регулятору план розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років, складений на підставі даних про фактичні та прогнозні показники попиту, і пропозиції на послуги з транспортування природного газу. План розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років має забезпечувати відповідність газотранспортної системи потребам ринку природного газу та інтересам безпеки постачання природного газу.

5. Десятирічний план розвитку газотранспортної системи повинен визначати:

1) основні об'єкти газової інфраструктури, будівництво або реконструкція яких є доцільною в наступні 10 років;

2) підтвержені інвестиції, а також перелік нових інвестицій, які повинні бути здійснені протягом наступних 3 років;

3) строки реалізації та пріоритетність інвестиційних проектів.

Десятирічний план розвитку газотранспортної системи складається з:

інвестиційної програми на перший планований рік десятирічного плану розвитку із зазначенням заходів за рахунок підтверджених інвестицій;

плану заходів на другий-третій плановані роки десятирічного плану розвитку за рахунок підтверджених та нових інвестицій;

плану заходів на четвертий-десятий плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для їх виконання.

6. При розробці інвестиційної програми на перший планований рік, яка є складовою плану розвитку на десять років, планів ремонтів, технічного обслуговування та технічного діагностування, оператор газотранспортної системи бере до уваги:

вимоги з безпечної експлуатації газотранспортної системи, а також забезпечення безперервності надання газотранспортних послуг;

необхідність приведення газотранспортної системи до обов'язкових норм та технічних вимог;

фактичний технічний стан елементів газотранспортної системи;

зниження витрат на експлуатацію;

збільшення, за потреби, технічної потужності газотранспортної системи;

приєднання до газотранспортної системи;

економічну ефективність заходів.

7. Для здійснення планування оператор газотранспортної системи співпрацює з операторами суміжних систем, а також замовниками послуг транспортування.

VI. Технічні умови доступу та порядок приєднання до газотранспортної системи

1. Загальні умови

1. Суб'єкти ринку природного газу (замовники приєднання) мають рівні права на приєднання власних об'єктів будівництва або існуючих об'єктів до об'єктів газотранспортної системи відповідно до цього розділу.

2. Приєднання об'єктів (у тому числі тих, які плануються збудувати) замовника приєднання до газотранспортної системи є нестандартним приєднанням.

3. Замовники приєднання мають право приєднатися до газотранспортної системи у випадку:

відмови оператором газорозподільної системи замовнику приєднання у зв'язку з відсутністю або недостатністю вільної потужності;

якщо замовник приєднання є газодобувним підприємством, який приєднує об'єкти видобутку/виробництва природного газу (біогазу);

якщо замовник приєднання є оператором газорозподільної системи, межа території ліцензійної діяльності якого максимально наближена до точки приєднання;

якщо тиск, необхідний для забезпечення потреб замовника, перевищує 1,2 МПа.

4. Об'єкти (установки) газовидобувних підприємств, які мають намір приєднатися з метою передачі видобутого/виробленого ними газу до газотранспортної системи, приєднуються з урахуванням того, що видобутий/вироблений ними газ у місці його передачі до газотранспортної системи за своїми фізико-хімічними характеристиками має відповідати стандартам на природний газ, визначеним цим розділом. При цьому місце передачі газу має бути обладнано пристроями, які на безперервній основі забезпечують контроль фізико-хімічних показників газу (зокрема потоковий хроматограф, вимірювач температури точки роси тощо), з можливістю дистанційного їх контролю, передачі даних та відключення подачі неякісного газу до газотранспортної системи.

5. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний за зверненням замовника приєднання забезпечити приєднання його об'єкта будівництва (у т.ч. об'єкта, який планується збудувати на земельній ділянці, що знаходиться у власності чи користуванні замовника) або існуючого об'єкта до газотранспортної системи за умови дотримання технічних норм та стандартів безпеки та за умови виконання замовником приєднання вимог цього Кодексу та чинного законодавства України.

6. Оператор газотранспортної системи розміщує на своєму веб-сайті інформацію щодо приєднання до газотранспортної системи.

7. Оператор газотранспортної системи може відмовити в приєднанні об'єкта замовника до газотранспортної системи за відсутності або недостатності вільної потужності в певній точці чи ділянці газотранспортної системи, замовленої для приєднання, або зупинити приєднання у випадку порушення замовником порядку приєднання, визначеного цим розділом. Копія відмови оператора газотранспортної системи в приєднанні об'єкта замовника до газотранспортної системи протягом п'яти робочих днів подається Регулятору.

8. Величина вільної потужності для забезпечення технологічного доступу (резерв потужності) у певній точці/ділянці газотранспортної системи визначається як різниця між технічною потужністю в цій точці/ділянці газотранспортної системи та величиною потужності, яка зарезервована технічними умовами та договорами на приєднання до газотранспортної системи в цій точці/ділянці газотранспортної системи. Величина вільної потужності для забезпечення технологічного доступу (резерв потужності) є частиною технічної потужності, право користування якою не надане іншим замовникам та суб'єктам ринку природного газу.

У разі відсутності технічної можливості приєднатися до існуючої точки газотранспортної системи або відсутності вільної потужності для приєднання оператор газотранспортної системи визначає умови приєднання до нової точки, яка буде розташована якомога ближче до первісно запитованої точки приєднання, приймаючи до уваги оптимізацію витрат та доцільність технологічних рішень.

9. Приєднання об'єктів замовника оператором газотранспортної системи здійснюються на підставі договору на приєднання, який передбачає, зокрема:

права та обов'язки сторін;

строки та умови виконання приєднання;

період обов'язкового виконання договору приєднання, а також умови його розірвання;

відповідальність сторін за невиконання або неналежне виконання умов договору приєднання, у тому числі порушення передбачених строків виконання робіт;

розмір або спосіб визначення оплати за приєднання, а також терміни внесення оплати окремими частинами (за необхідності);

обсяг робіт, необхідних для виконання приєднання (технічний нагляд, підключення об'єкта замовника до газотранспортної системи, підключення, вартість стравленого газу тощо);

умови одержання доступу до об'єктів, що належать суб'єкту приєднання, з метою будівництва або розширення мережі, необхідної для виконання приєднання;

умови та спосіб, визначені замовником (власність (у тому числі шляхом купівлі-продажу), користування, господарське віддання, експлуатацію), передачі об'єктів газотранспортної системи оператору газотранспортної системи.

10. За необхідності реконструкції чи технічного переоснащення вже підключеного до газотранспортної системи об'єкта, у тому числі в результаті зміни форми власності чи власника цього об'єкта, коли виникає необхідність збільшення технічної потужності в точці приєднання або її перенесення, з новим чи діючим власником об'єкта має бути укладений новий договір приєднання відповідно до умов цього Кодексу.

11. Підключення до газотранспортної системи здійснюється виключно оператором газотранспортної системи.

2. Порядок приєднання об'єктів замовників до газотранспортної системи

1. Для приєднання об'єкта будівництва або існуючого об'єкта до газотранспортної системи їх власник або користувач (замовник приєднання) звертається до оператора газотранспортної системи із відповідною заявою, складеною у довільній формі, до якої додаються:

заповнений опитувальний лист за формою оператора газотранспортної системи, у якому зазначаються технічні параметри об'єкта замовника, що має приєднатися до газотранспортної системи;

копії документів, що підтверджують існування у замовника приєднання прав власності чи користування на об'єкт, що планується до приєднання, або на земельну ділянку, де планується збудувати такий об'єкт;

копії документів замовника, що підтверджують повноваження представника на право укладання договору на приєднання.

На вимогу оператора газотранспортної системи вказані документи пред'являються для огляду в оригіналі. Оператор газотранспортної системи не має права вимагати від замовника приєднання документи, що не передбачені в пункті 1 цієї глави.

2. Якщо дані в опитувальному листі чи поданих документах потребують уточнення або визначені не в повному обсязі та/або в ситуації, коли найближче місце забезпечення потужності знаходиться на ділянці газотранспортної системи, яка використовується оператором газотранспортної системи за договором із її власником та потребує узгодження з ним нових приєднань, оператор газотранспортної системи повинен протягом 5 (п'яти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання надіслати замовнику письмовий запит щодо уточнення даних та/або надання замовником оригіналу документа, який підтверджує згоду власника газових мереж на приєднання об'єкта замовника. При цьому встановлений пунктом 3 цієї глави строк видачі дозволу на приєднання, проекту договору на приєднання та технічних умов приєднання призупиняється на час уточнення даних. Запит щодо уточнення даних повинен включати вичерпний перелік зауважень.

Для приєднання об'єкта замовника до газових мереж, які не належать оператору газотранспортної системи, але підключені до його газотранспортної системи і які в результаті приєднання об'єкта замовника набудуть статусу газотранспортної системи, власник зазначених газових мереж має надати письмову згоду на приєднання об'єкта замовника до його газових мереж та підписати з оператором газотранспортної системи угоду (про наміри, меморандум тощо) про зобов'язання укласти з оператором газотранспортної системи перед пуском газу на об'єкт замовника один із договорів на користування газових мереж (господарського відання, користування чи експлуатації) або передати у власність.

При відмові замовнику в приєднанні його об'єкта (у тому числі тих, які плануються збудувати) до газотранспортної системи оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом 5 (п'яти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання (або дати отримання уточнених даних) письмово повідомити про це замовника з відповідним обґрунтуванням такого рішення. Копія письмової відмови в приєднанні в цей самий термін має бути передана в територіальний орган Регулятора за місцезнаходженням точки забезпечення потужності.

3. За відсутності зауважень до поданих документів або після їх усунення оператор газотранспортної системи протягом 10 (десяти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання (або дати усунення зауваження) на підставі даних опитувального листа, поданих документів та параметрів місця забезпечення потужності та точки приєднання надає замовнику (у визначений в опитувальному листі спосіб) відповідні рахунки щодо оплати вартості послуг з надання замовнику приєднання дозволу на приєднання, договору приєднання та технічних умов.

Вартість надання замовнику приєднання дозволу на приєднання та технічних умов визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

Після оплати замовником приєднання вказаних заходів оператор газотранспортної системи надає йому дозвіл на приєднання, проект договору приєднання у двох примірниках та технічні умови.

4. Після укладання договору на приєднання виконавець проектних робіт зовнішнього газопостачання на підставі технічних умов приєднання забезпечує:

отримання містобудівних умов та обмежень забудови земельної ділянки під газовими мережами зовнішнього газопостачання (за необхідності);

виконання інженерно-геодезичних вишукувань;

розробку та затвердження проектно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання.

5. Проектно-кошторисна документація на зовнішнє газопостачання об'єкта замовника має відповідати технічним умовам та передбачати весь комплекс робіт, пов'язаних з приєднанням

(будівництвом та введенням в експлуатацію газових мереж зовнішнього газопостачання об'єкта замовника від місця забезпечення потужності до точки приєднання) та підключенням об'єкта замовника до газотранспортної системи, включаючи заходи з відновлення благоустрою, що було порушено в результаті будівництва.

6. Якщо відповідно до даних опитувального листа оператора газотранспортної системи та поданих із заявою на приєднання документів замовник визначає оператора газотранспортної системи виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання (незалежно від виконавця проектних робіт зовнішнього газопостачання), точка приєднання для замовника відповідно до договору на приєднання має визначатися на межі земельної ділянки замовника або за його згодою на території такої земельної ділянки. При цьому договір на приєднання має передбачати норму з відкладальною умовою щодо визначення вартості плати за приєднання та строку його виконання, які в подальшому визначаються окремою додатковою угодою, виходячи з обсягу робіт, передбачених проектно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання.

7. Якщо виконавцем проектних робіт зовнішнього газопостачання є замовник (у тому числі проектна організація, обрана замовником), він погоджує проектно-кошторисну документацію на зовнішнє газопостачання на її відповідність технічним умовам з оператором газотранспортної системи, після чого затверджує проектно-кошторисну документацію та передає один її примірник оператору газотранспортної системи. Погодження проектно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання здійснюється оператором газотранспортної системи у строк, що не перевищує 15 днів. У цей самий строк надається вичерпний перелік зауважень, якщо вони мають місце. Після усунення всіх зауважень проектно-кошторисна документація вважається погодженою оператором газотранспортної системи.

Розмір витрат на заходи оператора газотранспортної системи з погодження проектно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

8. У разі незгоди з вартістю робіт та/або роботами, передбаченими проектно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання приєднання, сторона договору на приєднання може за свій рахунок та за узгодженням з іншою стороною ініціювати проведення незалежної експертизи проектно-кошторисної документації. Результати експертизи залежно від її результатів зобов'язують замовника послуг приєднання внести відповідні зміни до проектно-кошторисної документації та/або оператора газотранспортної системи погодити проектно-кошторисну документацію.

9. Після отримання проектно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання від замовника приєднання оператор газотранспортної системи протягом 10 (десяти) робочих днів направляє замовнику приєднання додаткову угоду до договору на приєднання, в якій визначає строк забезпечення приєднання та вартість плати за приєднання. Строк виконання робіт із забезпечення приєднання визначається із врахуванням строку виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт, що мають відповідати строкам, передбаченим чинними будівельними нормами та правилами, та строків на закупівлю відповідних товарів, робіт і послуг і необхідних погоджень, передбачених проектно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання, у тому числі на отримання містобудівних умов та обмежень під будівництво газових мереж зовнішнього газопостачання. Якщо розробником проектно-кошторисної документації був не оператор газотранспортної системи, її вартість не включається в плату за приєднання.

10. Якщо на дату підготовки оператором газотранспортної системи технічних умов приєднання є необхідність створення оператором газотранспортної системи додаткової потужності в місці забезпечення потужності, необхідно виходити з такого:

технічні умови приєднання видаються замовнику з урахуванням розвитку газових мереж для створення резерву потужності у місці забезпечення потужності замовника і в технічних умовах окремо зазначається величина загальної потужності та потужності, яка замовлена замовником приєднання;

необхідні витрати для виконання в повному обсязі робіт згідно з проектно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання об'єкта замовника фінансуються за рахунок пропорційної участі замовників приєднання (у разі їх наявності) до того самого місця забезпечення потужності;

у технічних умовах приєднання наступних замовників місце забезпечення потужності має збігатися з місцем забезпечення потужності первинного замовника, для якого технічними умовами передбачено створення резерву потужності. При цьому в договорах на приєднання наступних замовників визначається їх пайова участь у компенсації витрат на створення резерву потужності.

11. Після визначення вартості приєднання у договорі на приєднання оператор газотранспортної системи у випадку, якщо в заяві на приєднання (опитувальному листі) замовник визначає оператора газотранспортної системи виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання, у термін (строк), визначений договором на приєднання, та з урахуванням графіка оплати замовника за договором забезпечує в установленому порядку:

оформлення земельних правовідносин під газовими мережами зовнішнього газопостачання;

отримання в установленому порядку дозвільних документів про початок будівельних робіт;

будівництво та введення в експлуатацію новозбудованих (реконструйованих) газових мереж зовнішнього газопостачання;

встановлення в точці приєднання вузла обліку із забезпеченням його захисту від несприятливих погодних умов та несанкціонованого доступу;

відновлення об'єктів благоустрою, що були порушені в результаті будівництва;

реєстрацію права власності на збудовані газові мережі;

підключення газових мереж зовнішнього газопостачання в місці забезпечення потужності;

підключення до газотранспортної системи газових мереж внутрішнього газопостачання замовника в точці приєднання з урахуванням вимог цього Кодексу;

пуск газу на об'єкт замовника та укладання договору транспортування природного газу та технічної угоди (для оператора газорозподільної системи - за необхідності) з урахуванням вимог цього Кодексу.

12. Якщо в заяві на приєднання (опитувальному листі) замовник визначає виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання іншого (крім оператора газотранспортної системи) суб'єкта господарювання, точка приєднання для замовника відповідно до договору на приєднання та технічних умов приєднання визначається в існуючій газотранспортній системі оператора газотранспортної системи та співпадає з місцем забезпечення потужності (максимально до нього наближена). При цьому заходи, які забезпечуються оператором газотранспортної системи в рамках договору на приєднання, та плата за приєднання мають включати лише послуги з:

погодження замовнику проекту на внутрішнє газопостачання від точки приєднання (за необхідності);

встановлення в установленому порядку комерційного вузла обліку природного газу в точці приєднання (місці забезпечення потужності), за винятком випадків, якщо замовником виступає газовидобувне підприємство;

підключення газових мереж зовнішнього газопостачання (за наявності) у місці забезпечення потужності;

підключення до газотранспортної системи внутрішніх газових мереж замовника в точці приєднання та пуску газу з урахуванням вимог цього розділу;

пуску газу на об'єкт замовника та укладання договору транспортування природного газу (технічної угоди), з урахуванням вимог цього Кодексу.

Розмір витрат на зазначені заходи визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної системи, затвердженої Регулятором.

Замовник після підписання договору на приєднання забезпечує в установленому порядку:

оформлення земельних правовідносин під газовими мережами, що будуть будуватися замовником від точки приєднання;

отримання містобудівних умов та обмежень забудови земельної ділянки від точки приєднання (за необхідності);

виконання інженерно-геодезичних вишукувань;

розроблення та погодження з оператором газотранспортної системи проекту на внутрішнє газопостачання від точки приєднання (за необхідності);

отримання в установленому порядку дозвільних документів про початок будівельних робіт;

виконання підготовчих та будівельних робіт з прокладання газових мережах внутрішнього газопостачання від точки приєднання;

введення в експлуатацію в установленому порядку газових мереж внутрішнього газопостачання від точки приєднання;

відновлення благоустрою, що було порушено в результаті будівництва;

реєстрацію права власності на збудовані газові мережі.

13. Якщо з урахуванням перспективи розвитку територій та забезпечення оптимальності витрат на створення газової інфраструктури на територіях є необхідність створення додаткової потужності газотранспортної системи в місці забезпечення потужності, то технічні умови приєднання видаються замовнику з урахуванням розвитку газових мереж для створення резерву потужності в місці забезпечення потужності замовника. При цьому в технічних умовах окремо зазначається величина загальної потужності та потужності, яку замовив замовник.

14. Організація комерційного вузла обліку в точці вимірювання та порядок введення його в експлуатацію здійснюються відповідно до вимог цього Кодексу. Заходи оператора газотранспортної системи з організації встановлення комерційного вузла обліку при приєднанні об'єктів (установок) газодобувних підприємств та виробників біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел мають передбачати встановлення приладів, які на безперервній основі будуть забезпечувати контроль фізико-хімічних показників газу (зокрема хроматограф, потоковий густиномір, вимірювач точки роси тощо), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних та відключення подачі неякісного газу до газотранспортної системи.

Якщо в точці приєднання з технічних причин не можливо організувати точку вимірювання (місце встановлення комерційного вузла обліку), точка вимірювання за згодою оператора газотранспортної системи та замовника визначається в найближчій точці до межі балансової належності.

15. Замовник на підставі вихідних даних для внутрішнього газопостачання, визначених у технічних умовах приєднання, забезпечує за власний рахунок розроблення проекту внутрішнього газопостачання, погоджує його з оператором газотранспортної системи (за необхідності), в установленому порядку забезпечує будівництво газових мереж внутрішнього газопостачання (від точки приєднання до газових приладів та пристроїв) та вводять їх в експлуатацію. Вартість послуги оператора газотранспортної системи з погодження проекту внутрішнього газопостачання визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

16. За ініціативи замовника може бути проведена незалежна експертиза вихідних даних на відповідність чинним стандартам, нормам та правилам. Проведення експертизи здійснюється незалежними організаціями, визначеними центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі в порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України, за рахунок замовника.

17. Оператор газотранспортної системи впродовж 10 (десяти) робочих днів після надання замовником приєднання підтвердних документів щодо введення в експлуатацію газових внутрішніх мереж, за умови дотримання ним оплати вартості приєднання та якщо договором на приєднання не встановлений більш пізніший термін, зобов'язаний забезпечити підключення до газотранспортної системи об'єкта замовника внутрішніх газових мереж. При цьому на момент підключення до газотранспортної системи газових мереж внутрішнього газопостачання оператор газотранспортної системи:

забезпечує прийом комерційного вузла обліку в експлуатацію відповідно до вимог цього Кодексу;

складає та підписує з власником газових мереж внутрішнього газопостачання акт розмежування балансової належності газопроводів та експлуатаційної відповідальності сторін;

здійснює заходи з унеможливлення несанкціонованого відбору природного газу на період до початку транспортування природного газу, у тому числі шляхом пломбування запірних пристроїв.

18. Пуск газу в газові мережі внутрішнього газопостачання (на об'єкт споживача, суміжного суб'єкта ринку природного газу) здійснюється оператором газотранспортної системи в установленому законодавством порядку протягом 10 (десяти) робочих днів за умови укладання договору транспортування природного газу.

19. Якщо внутрішні мережі замовника передбачатимуть підключення третіх осіб (інших замовників, споживачів) та є частиною газорозподільної системи, то такі мережі до пуску газу необхідно передати у власність (користування) оператору газорозподільної системи, мережі якого найближче розташовані то точки забезпечення потужності (крім випадків, коли замовником приєднання є оператор газорозподільної системи, на території провадження господарської діяльності з розподілу природного газу якого знаходиться точка приєднання).

20. Якщо протягом одного року з дати видачі технічних умов приєднання замовник відповідно до умов договору на приєднання не надасть оператору газотранспортної системи на погодження проектно-кошторисну документацію на зовнішнє газопостачання та/або проект на внутрішнє газопостачання та за відсутності погодженого з боку оператора газотранспортної системи продовження строку щодо їх надання, оператор газотранспортної системи має право не враховувати зарезервовану пропускну (технічну) потужність, яка необхідна для забезпечення газопостачання об'єкта замовника при дефіциті пропускну потужності, для інших замовників (споживачів). При цьому оператор газотранспортної системи не враховує зарезервовану пропускну потужність лише за умови письмового попередження замовника за 30 календарних днів до вчинення таких дій та неотримання у цей самий строк проектно-кошторисної документації від замовника або погодження продовження строку її надання.

21. Оплата за приєднання здійснюється замовником шляхом перерахування грошових коштів на поточний рахунок оператора газотранспортної системи.

22. При виконанні робіт з приєднання, виконавцем яких визначено оператором газотранспортної системи, останній має право залучати третіх осіб на умовах договору підряду.

23. Після надання оператором газотранспортної системи замовнику послуг з приєднання між сторонами оформлюється акт приймання-передачі послуги по одному примірнику для кожної зі сторін. Оформлення акта приймання-передачі послуги забезпечується оператором газотранспортної системи.

24. У разі необхідності обґрунтованого внесення змін до технічних умов приєднання, проектно-кошторисної документації та/або умов договору на приєднання ці зміни мають бути письмово погоджені між замовником та оператором газотранспортної системи.

25. Новозбудовані (реконструйовані, технічно переоснащені, капітально відремонтовані) газові мережі повинні відповідати вимогам чинного законодавства.

26. Заходи з приєднання до газотранспортної системи та будівництва газових мереж повинні здійснюватися з дотриманням вимог Закону України "Про правовий режим земель охоронних зон об'єктів магістральних трубопроводів", Правил безпеки систем газопостачання,

затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15 травня 2015 року № 285, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 08 червня 2015 року за № 674/27119, Правил безпечної експлуатації магістральних газопроводів, затверджених наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 27 січня 2010 року № 11, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 19 квітня 2010 року за № 292/17587.

27. Технічна (технологічна) послідовність виконання робіт з приєднання до газотранспортної системи та будівництва внутрішніх газових мереж визначається у кожному конкретному випадку їх виконавцями та з урахуванням вимог договору на приєднання і чинного законодавства України.

28. Технічний нагляд за будівництвом (новим будівництвом, капітальним ремонтом, реконструкцією і технічним переоснащенням) зовнішніх та внутрішніх газових мереж здійснюється у встановленому законодавством порядку.

29. Спірні питання між замовником (власником внутрішньої газової мережі) та оператором газотранспортної системи, пов'язані з приєднанням до газотранспортної системи, мають вирішуватися шляхом переговорів, а в разі недосягнення згоди - в суді.

30. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний на власному веб-сайті в мережі Інтернет розміщувати інформацію про величини технічної та вільної потужності відповідно до розділу XVIII цього Кодексу.

VII. Проведення ремонтних робіт на газотранспортній системі

1. Планування робіт, що викликають зміну в умовах функціонування газотранспортної системи

1. Для забезпечення безпеки, а також підтримання відповідного рівня надійності роботи газотранспортної системи оператор газотранспортної системи проводить необхідні експлуатаційні, діагностичні, ремонтні роботи з приєднання, а також роботи з модернізації та технічного переоснащення.

2. При розробці річних інвестиційних програм, планів ремонтів, технічного обслуговування та технічного діагностування оператор газотранспортної системи бере до уваги технічні заходи, передбачені інвестиційними програмами.

3. Газовидобувне підприємство, оператор установки LNG, оператор газосховищ, оператор газорозподільної системи, прямий споживач до 01 вересня поточного року надають оператору газотранспортної системи інформацію про обсяг робіт, запланованих у наступному календарному році, які можуть вплинути на умови одержання або подання природного газу.

4. Оператор газотранспортної системи на умовах, визначених у цьому Кодексі, узгоджує з операторами суміжних систем обсяг, а також терміни проведення запланованих робіт.

5. Оператор газотранспортної системи до 01 листопада календарного року розміщує на веб-сайті інформацію про час та місце проведення робіт, запланованих у наступному календарному році, які можуть викликати зміни в умовах функціонування газотранспортної системи, що призводять до обмеження транспортування природного газу. Оператор газотранспортної системи зазначає список точок входу і виходу, в яких можуть відбутися такі обмеження, а також очікуваний час тривалості цих обмежень.

6. Уточнення обсягу та термінів проведення робіт шляхом узгодження між оператором газотранспортної системи та/або операторами суміжної системи, прямими споживачами, газовидобувними підприємствами повинно відбутися не пізніше ніж за 21 календарний день перед їх початком.

7. В обґрунтованих випадках оператор газотранспортної системи може впровадити зміни в обсязі робіт протягом даного року. Такі зміни можуть також упроваджуватися оператором газотранспортної системи на обґрунтовану заяву оператора суміжної системи, прямого споживача та/або газовидобувного підприємства.

8. Відомості про всі зміни строків робіт, а також строків попередньо запланованих робіт оператор газотранспортної системи передає оператору суміжної системи, прямому споживачу або газовидобувному підприємству залежно від того, кого ці відомості стосуються.

9. У разі якщо заплановані роботи провадяться оператором суміжної системи, прямим споживачем та/або газовидобувним підприємством, оператор газотранспортної системи за їх заявою, поданою не пізніше ніж за 7 календарних днів до запланованого терміну робіт, може забезпечити можливість одержання або доставки додаткової кількості природного газу у визначених точках входу або виходу, зокрема, шляхом надання згоди на перевищення договірної потужності в цих пунктах протягом визначеного часу.

10. Заява оператора суміжної системи, прямого споживача, газовидобувного підприємства, зазначена у пункті 9 цієї глави, повинна вказувати на точку входу або точку виходу, в якій має відбутися додаткова подача або відбір природного газу, а також рівень можливого перевищення договірної потужності. Оператор газотранспортної системи дає згоду на перевищення договірної потужності або відмовляє в цьому у письмовій формі протягом 3 календарних днів з моменту одержання заяви від оператора суміжної системи, прямого споживача та/або газовидобувного підприємства. Оператор газотранспортної системи повинен обґрунтувати своє рішення про відмову в наданні згоди на перевищення потужності.

2. Повідомлення замовника послуг транспортування про зміни в умовах функціонування газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовника послуг транспортування, до якого належать введені обмеження, про строки, а також обсяг обмежень у точках входу або точках виходу, а також про вільні потужності в точках входу та/або точках виходу, в яких запроваджені обмеження:

у разі, якщо ці роботи спричинять перебої в постачанні природного газу до споживачів замовника послуг транспортування, - не менше ніж за 21 день перед датою початку запланованих робіт;

у разі, якщо ці роботи не спричинять перебоїв у постачанні природного газу до споживачів замовника послуг транспортування, - не менше ніж за п'ять днів перед датою початку запланованих робіт.

2. Замовник послуг транспортування оповіщається про події, про які зазначено у пункті 1 цієї глави, шляхом індивідуального повідомлення в письмовому вигляді з повідомленням про вручення, телефоном або за допомогою іншого засобу зв'язку.

3. Замовник послуг транспортування враховує в номінаціях або газотранспортних прогнозах обмеження, про які зазначено у пункті 1 цієї глави.

4. Замовник послуг транспортування повідомляє та зобов'язує своїх споживачів, розташованих за точками виходу (на межі їх балансової належності), в яких діють обмеження, обмежити споживання природного газу.

5. Замовник послуг транспортування повідомляє про відповідні обмеження на точках входу, на які впливає обмеження, та зобов'язує своїх контрагентів впровадити обмеження в подачі природного газу.

6. При виконанні ремонтних робіт, що спричиняють обмеження транспортування в точках виходу, оператор газотранспортної системи звільняється від обов'язку прийняття в точках входу обсягу природного газу, на який відбулося обмеження в точці входу.

7. За період призупинення транспортування або обмеження обсягу природного газу внаслідок робіт, що виконуються оператором газотранспортної системи, оплата за потужності підлягає відповідному зменшенню на період впровадження обмежень.

8. Якщо замовник послуг транспортування або його споживачі, незважаючи на повідомлення, зазначені в пункті 1 цієї глави, не змінять обсяги відбору або постачання природного газу відповідно до встановлених обмежень, то оператор газотранспортної системи має право на отримання оплати за перевищення потужності згідно з положеннями договору.

VIII. Порядок укладення дог овору транспортування природного газу та фінансове забезпечення

1. Порядок укладення дог овору транспортування природного газу

1. Одержання доступу до потужності, надання послуг із транспортування, у тому числі послуг балансування системи, є складовими послуги транспортування природного газу та здійснюються виключно на підставі договору транспортування. Оператор газотранспортної системи не має права відмовити в укладенні договору транспортування за умови дотримання заявником вимог щодо його укладення, передбачених цим розділом.

Договір транспортування є документом, який регулює правовідносини між оператором газотранспортної системи і окремим замовником послуг транспортування.

З моменту укладення договору транспортування замовник послуг транспортування також одержує право доступу до віртуальної точки, на якій відбувається передача природного газу.

2. Для укладення договору транспортування замовник послуг транспортування надає оператору газотранспортної системи:

заяву на укладення договору транспортування, за формою оператора газотранспортної системи, є публічною інформацією та оприлюднюється на його веб-сайті;

у випадку, якщо замовником послуг транспортування є нерезидент України, додатково надається документ, що підтверджує його реєстрацію в якості суб'єкта господарювання в країні його постійного місцезнаходження;

документи, що підтверджують повноваження осіб представляти, у тому числі вчиняти правочини, замовника послуг транспортування.

3. Якщо документи, зазначені в пункті 2 цієї глави, складені іноземною мовою, подається також їх засвідчений переклад українською мовою.

4. Для укладення договору транспортування оператор газотранспортної системи не має права вимагати документи та/або інформацію, що не передбачені в пункті 2 цієї глави.

5. Оператор газотранспортної системи розглядає заяву про укладення договору транспортування та додані до неї документи у десятиденний строк з дня реєстрації. Якщо заява та додані до неї документи подані не в повному обсязі відповідно до переліку, зазначеного в пункті 2 цієї глави, оператор газотранспортної системи звертається протягом п'яти робочих днів з дня реєстрації заяви до замовника послуг транспортування із письмовим запитом щодо уточнення повноти його заяви та/або документів. При цьому строк розгляду заяви про укладення договору транспортування призупиняється доти, поки заявник не надасть документи в повному обсязі.

6. Оператор газотранспортної системи залишає заяву без розгляду, якщо замовник послуг транспортування не надав відповідь на письмовий запит оператора газотранспортної системи щодо уточнення даних у десятиденний строк. Оператор газотранспортної системи письмово повідомляє замовника послуг транспортування про відмову та її причини.

7. У випадку, коли надані замовником документи відповідають вимогам пункту 2 цієї глави, оператор газотранспортної системи у десятиденний строк з дня реєстрації заяви надає замовнику послуг транспортування проект договору транспортування.

8. Якщо протягом двадцяти днів з дня отримання заявником проекту договору транспортування замовник послуг транспортування не поверне оператору газотранспортної системи підписаний договір транспортування та за відсутності погодженого сторонами строку продовження його підписання, оператор газотранспортної системи має право не розглядати заяву на укладення договору та вважати такий договір неукладеним, про що письмово повідомляє заявника.

9. Замовник послуг транспортування на підставі договору транспортування може замовити в оператора газотранспортної системи нижче наведені послуги, що є складовими послуги транспортування:

доступ до потужності в точці входу або виходу з газотранспортної системи;

замовлення фізичного транспортування природного газу газотранспортною системою на підставі підтвердженої номінації;

послугу балансування обсягів природного газу, які подаються до газотранспортної системи та які відбираються з неї.

10. Замовлені величини розподілу потужності визначаються додатком до договору транспортування природного газу.

11. Договір транспортування та додатки складаються українською мовою. За письмовим зверненням замовника послуг транспортування оператор газотранспортної системи надає договір транспортування українською та англійською мовами.

2. Фінансове забезпечення

1. Фінансове забезпечення надається оператору газотранспортної системи не пізніше ніж за 5 робочих днів до початку надання послуг із транспортування природного газу, у випадку отримання послуг із транспортування природного газу протягом однієї газової доби - не пізніше ніж за день до початку надання послуг.

2. Розмір фінансового забезпечення для замовника послуг транспортування у випадку надання доступу до потужності має бути не меншим за місячну вартість послуг транспортування природного газу, визначену на підставі розподілу потужностей та тарифів на послуги транспортування, встановлених Регулятором.

Фінансове забезпечення у випадку доступу до потужності може бути надане в таких формах:

1) безвідкличної, безумовної банківської гарантії, виданої відповідно до вимог чинного законодавства України, на користь оператора газотранспортної системи в сумі місячних фінансових зобов'язань, що підлягає виплаті на його першу вимогу;

2) попередньої оплати послуг на підставі умов договору транспортування в сумі місячних фінансових зобов'язань.

Надання банківської гарантії, виданої банком, щодо якого Національний банк України прийняв рішення про віднесення до категорії проблемного або неплатоспроможного, не є належним фінансовим забезпеченням.

Строк дії фінансового забезпечення повинен закінчуватись не раніше ніж через 1 (один) місяць після завершення періоду, на який було розподілено потужність. У випадку замовлення довгострокових послуг більш ніж на 1 (один) газовий рік строк дії фінансового забезпечення має становити не менше одного року транспортування газу за умови, що таке забезпечення буде поновлене протягом 14 (чотирнадцяти) робочих днів до закінчення його строку дії.

Якщо фінансове забезпечення не буде надано у строк, визначений цим пунктом, оператор газотранспортної системи тимчасово (до внесення відповідного фінансового забезпечення) зупиняє надання послуг, стосовно яких замовник не надав фінансове забезпечення, а в разі ненадання фінансового забезпечення протягом наступних 14 днів після припинення надання послуг - пропонує потужність іншим замовникам шляхом розміщення офіційного оголошення на своєму веб-сайті.

Розподіл потужності здійснюватиметься у порядку, встановленому цим Кодексом. Здійснюючи такий розподіл потужності, оператор газотранспортної системи анулює розподіл потужності, оформлений для попереднього замовника. Період призупинення надання послуг оплачується замовником у вигляді фіксованих платежів, передбачених договором транспортування природного газу.

{Абзац восьмий пункту 2 глави 2 розділу VIII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

У випадку, якщо споживачі замовника послуги транспортування розраховуються з ним через поточний рахунок зі спеціальним режимом використання, оплата замовника за послуги транспортування (у тому числі замовлення розподілу потужності) здійснюється з поточного рахунку зі спеціальним режимом використання замовника на поточний рахунок оператора газотранспортної системи кожного банківського дня згідно з алгоритмом розподілу коштів, затвердженим Регулятором.

3. Розмір фінансового забезпечення замовника послуг транспортування щодо послуг балансування системи має бути не меншим 20 % вартості природного газу, який планується до транспортування у певному місяці на підставі заявлених планових обсягів транспортування природного газу, та розрахункової вартості базової ціни газу, що визначається відповідно до умов цього Кодексу.

За 15 календарних днів до 01 числа місяця, в якому повинно бути розпочато транспортування природного газу, замовник послуг транспортування подає оператору газотранспортної системи заяву про планові обсяги транспортування за формою оператора газотранспортної системи, опублікованою на його веб-сайті. Така заява не подається для точок входу та точок виходу на міждержавних з'єднаннях. В заяві зазначаються обсяги транспортування окремо для кожної точки входу та виходу, а також період, в якому планується транспортування відповідних обсягів. Зміна планових обсягів природного газу здійснюється на підставі заяви за формою оператора газотранспортної системи, опублікованою на його веб-сайті. За п'ять робочих днів до запланованої дати впровадження змін замовник послуг транспортування повинен надати оператору газотранспортної системи заяву за формою оператора газотранспортної системи з відповідним обґрунтуванням про зміну планових обсягів транспортування природного газу, у тому числі виключення певної точки з планових обсягів транспортування природного газу.

Фінансове забезпечення щодо послуг балансування системи надається у формах:

безвідкличної, безумовної банківської гарантії в розмірі фінансового забезпечення, виданої відповідно до вимог чинного законодавства України, на користь оператора газотранспортної системи, що підлягає виплаті на його першу вимогу;

попередньої оплати послуг балансування в розмірі фінансового забезпечення;

передачі обсягу природного газу оператору газотранспортної системи, який знаходиться в газосховищах та на момент його передачі є власністю замовника послуги балансування, в розмірі фінансового забезпечення.

Надання банківської гарантії, виданої банком, щодо якого Національний банк України прийняв рішення про віднесення до категорії проблемного або неплатоспроможного, не є належним фінансовим забезпеченням.

Строк дії фінансового забезпечення повинен закінчуватись не раніше ніж через 1 (один) місяць після завершення періоду транспортування відповідно до планового розподілу обсягів транспортування.

Замовник послуг транспортування має право вимагати коригування суми фінансового забезпечення щодо послуг балансування протягом строку дії договору транспортування, якщо розмір фінансового забезпечення щодо послуг балансування перевищуватиме більш ніж на 10 % суму (платіжних) зобов'язань замовника послуг транспортування перед оператором газотранспортної системи. Упродовж 10 днів після отримання відповідної вимоги оператор газотранспортної системи зобов'язаний погодити зміну фінансового забезпечення та повідомити замовника послуг транспортування про поточну необхідну суму фінансового забезпечення.

Якщо обсяги транспортування природного газу протягом місяця транспортування перевищують обсяги, на підставі яких було визначено розмір діючого фінансового забезпечення, замовник послуг транспортування зобов'язаний збільшити суму фінансового забезпечення до необхідного рівня, визначеного згідно з положеннями цим пунктом. В іншому випадку оператор газотранспортної системи відмовляє у прийнятті номінації у зв'язку з відсутністю необхідного фінансового забезпечення.

4. Замовник послуг транспортування повинен надати оператору газотранспортної системи відповідне фінансове забезпечення не пізніше 14 (чотирнадцяти) календарних днів до завершення строку дії поточного фінансового забезпечення.

ІХ. Розподіл потужності

1. Загальні умови

1. Оператор газотранспортної системи надає потужність у фізичних точках входу та фізичних точках виходу на підставі договору транспортування природного газу.

2. Потужність фізичної точки входу до газотранспортної системи з газосховища, приєднаного до газотранспортної системи, та фізичної точки виходу до газосховища надається виключно оператору газосховища на період не менше одного року. Розмір потужності, що надається оператору газосховища, визначається в договорі на транспортування природного газу.

3. Потужність фізичної точки виходу з газотранспортної системи, до якої підключена газорозподільна система, надається виключно оператору газорозподільної системи на період не менше одного року.

Розмір потужності, що надається оператору газорозподільної системи, визначається в договорі на транспортування природного газу.

4. Потужність фізичної точки входу до газотранспортної системи, до якої підключена система газовидобувного підприємства, надається виключно газовидобувному підприємству на період не менше одного року. Розмір потужності, що надається газовидобувному підприємству, визначається в договорі на транспортування природного газу.

5. Потужність фізичної точки виходу з газотранспортної системи, до якої безпосередньо підключений споживач, надається виключно такому споживачу на період не менше одного року. Розмір потужності, що надається прямому споживачу, визначається в договорі на транспортування природного газу.

6. Потужність фізичної точки входу газотранспортної системи, до якої підключена система оператора установки LNG, надається виключно оператору установки LNG на період не менше одного року. Розмір потужності, що надається оператору установки LNG, визначається в договорі на транспортування природного газу.

{Пункт 6 глави 1 розділу ІХ із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

7. Потужність новозбудованих або реконструйованих фізичних точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях надається оператором газотранспортної системи в рамках недискримінаційної та прозорої процедури попереднього продажу відповідно до положень порядку проведення процедури попереднього розподілу потужностей, що розробляється оператором газотранспортної системи та погоджується з Регулятором з метою забезпечення недискримінаційного доступу до цих потужностей, з врахуванням такого:

оператор газотранспортної системи повідомляє про початок процедури на своєму веб-сайті не пізніше як за 30 календарних днів до її початку;

замовнику транспортування не може бути відмовлено у розподілі потужності в рамках процедури попереднього продажу через відсутність технічної потужності.

8. У випадку, якщо між операторами газотранспортних систем України та сусідньої держави укладено угоду, у якій передбачено надання одночасного доступу до міждержавних з'єднань до/із газотранспортної системи цих операторів, то доступ до потужностей надається на підставі недискримінаційної та прозорої процедури, що встановлюється в порядку розподілу об'єднаних потужностей на міждержавних з'єднаннях, який повинен бути погоджений Регулятором. Оператор газотранспортної системи не пізніше ніж за 30 календарних днів до початку розподілу потужностей опубліковує порядок розподілу об'єднаних потужностей на своєму веб-сайті та повідомляє про це Регулятора. Порядок розподілу об'єднаних потужностей

на міждержавних з'єднаннях розробляється операторами суміжних газотранспортних систем та повинен відповідати актам законодавства Європейського союзу у сфері енергетики, чинному законодавству України та цьому Кодексу.

9. Оператор газотранспортної системи розподіляє вільну потужність в фізичних точках входу/виходу на річний, кварталний, місячний, за добу наперед періоди, окремо для:

- 1) гарантованої потужності (за винятком реверсної потужності);
- 2) переривчастої потужності (за винятком реверсної потужності);
- 3) реверсної потужності та потужностей з обмеженим доступом.

10. Доступ замовника послуг транспортування до потужності може бути обмежений на період проведення планових ремонтних робіт в газотранспортній системі, а також виникнення аварій та впровадження обмежень згідно з положеннями цього Кодексу.

11. Доступ до потужності надається оператором газотранспортної системи на такі періоди:

1) річні, де потужність доступна строком на 1 газовий рік, з постійним потоком за кожну годину протягом газового року;

2) кварталні, де потужність доступна строком на 1 газовий квартал, з постійним потоком за кожну годину протягом газового кварталу (квартали газового року починаються 01 жовтня, 01 січня, 01 квітня або 01 липня відповідно);

3) місячні, де потужність доступна строком на 1 газовий місяць, з постійним потоком за кожну годину протягом газового місяця (місяці починаються кожного першого дня газового місяця);

4) за добу наперед, де потужність доступна строком на 1 газовий день, постійним потоком за кожну годину протягом газового дня.

12. Оператор газотранспортної системи визначає фізичні точки входу/виходу, для яких з точки зору технічних обмежень потужність може відрізнитися кожного місяця одного газового року. Перелік таких точок та величину потужності оператор газотранспортної системи розміщує на своєму веб-сайті.

13. Оператор газотранспортної системи надає переривчасту потужність у фізичній точці входу та фізичній точці виходу на міждержавному з'єднанні у випадках, коли 90 % технічної потужності розподілена на гарантованій основі, крім випадків, коли угодою про взаємодію оговорені інші умови надання доступу до потужностей на переривчастій основі. Оператор газотранспортної системи на своєму веб-сайті публікує перелік таких точок та розмір гарантованої і переривчастої потужності.

14. У фізичних точках виходу до газорозподільних систем, у фізичних точках входу/виходу з/до газосховищ, у фізичних точках входу від газовидобувного підприємства, підключеного до газотранспортної системи, у фізичних точках виходу до прямого споживача, у фізичних точках входу від оператора LNG, підключеного до газотранспортної системи, надається лише гарантована потужність.

15. Замовник послуг транспортування одночасно може використовувати як гарантовану, так і переривчасту потужність у точках входу та виходу газотранспортної системи.

2. Надання доступу до потужності

1. Доступ до потужності надається лише замовникам послуг транспортування, які уклали з оператором газотранспортної системи договір транспортування.

2. У договорі транспортування природного газу чи його окремому додатку зазначаються відповідні фізичні точки входу та/або виходу, розподілена потужність, на яку замовник послуг транспортування має право, тип потужності (гарантована чи переривчаста), обсяг потужності та період її використання (строк, на який потужність була розподілена).

3. Оператор газотранспортної системи встановлює обсяг вільної потужності на фізичних точках входу та фізичних точках виходу з урахуванням:

1) потужностей, які були надані в рамках процедури розподілу потужності;

2) вільних потужностей на міждержавних з'єднаннях, які повинні бути доступні на умовах, визначених у порядку розподілу об'єднаних потужностей.

4. Потужність фізичних точок на міждержавних з'єднаннях повинна бути доступною з урахуванням таких умов, якщо інше не передбачено порядком розподілу об'єднаних потужностей фізичних точок на міждержавних з'єднаннях:

1) не більше 90 % технічної потужності в будь-якій точці надається для річних періодів;

2) щонайменше 10 % технічної потужності в будь-якій точці повинна бути доступною для квартальних періодів протягом газового року;

3) будь-який залишок, що не був проданий на річні та квартальні періоди, доступні як місячні період та на добу наперед.

5. Розподіл потужності здійснюється за таких умов:

у випадку річних періодів - для будь-яких п'ятнадцяти (15) газових років, наступних за газовим роком, у якому відбулося розподілення потужності;

у випадку квартальних періодів - для будь-якого кварталу газового року, наступного за газовим роком, у якому відбулося розподілення потужності, або для будь-якого кварталу газового року, наступного за газовим кварталом, у якому відбулося розподілення потужності;

у випадку місячних періодів - для газового місяця наступного за газовим місяцем, у якому відбулося розподілення потужності.

6. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний на власному веб-сайті в мережі Інтернет оприлюднювати інформацію про величини технічної та вільної потужності відповідно до розділу XVIII цього Кодексу.

3. Заявка на розподіл потужності

1. Замовник послуг транспортування, який має намір замовити (забронювати) розподіл потужності в певній фізичній точці входу до газотранспортної системи та/або фізичній точці виходу з газотранспортної системи, подає оператору газотранспортної системи заявку на розподіл потужності за формою оператора газотранспортної системи і опублікованою на його веб-сайті.

2. Заявки на розподіл потужності, подані з порушенням строків, передбачених процедурою розподілу потужностей, що визначена в главі 5 цього розділу, залишаються без розгляду.

3. Замовник послуг транспортування може подати зведену заявку на розподіл потужності, що передбачає декілька фізичних точок входу та/або фізичних точок виходу.

4. У заявці зазначається потужність окремо для кожної фізичної точки входу та окремо для кожної фізичної точки виходу, а також період, на який має бути наданий доступ до потужності.

5. Заявка повинна включати інформацію щодо фінансового забезпечення згідно з положеннями цього Кодексу.

4. Процедура попереднього розгляду заявки на розподіл потужності

1. Оператор газотранспортної системи протягом трьох робочих днів з дня отримання заявки на розподіл потужностей здійснює попередній розгляд цієї заявки. Якщо дані, викладені в заяві, потребують уточнення, оператор газотранспортної системи протягом зазначеного строку направляє замовнику послуг транспортування письмовий запит та вказує вичерпний перелік даних, які потребують уточнення. При цьому строк попереднього розгляду заявки на розподіл потужності продовжується на період уточнення замовником послуг транспортування даних.

2. Протягом п'ятиденного строку з дня отримання запиту щодо уточнення даних замовник послуг транспортування надає оператору газотранспортної системи відповідні уточнення та доповнення. Якщо доповнена заявка на розподіл потужностей не буде подана протягом встановленого строку, то оператор газотранспортної системи має право залишити заявку без розгляду.

3. За результатами попереднього розгляду оператор газотранспортної системи письмово повідомляє замовника послуг транспортування протягом 2-х робочих днів про прийняття заявки для участі в процедурі розподілу потужності або залишення заявки без розгляду із зазначення причини відмови.

4. Будь-яка кореспонденція протягом попереднього розгляду заявки на розподіл потужності повинна бути надана в електронному та/або паперовому вигляді.

5. Процедура розподілу потужності

1. Кожний замовник послуг транспортування може подати одну заявку на розподіл гарантованої потужності та одну заявку на розподіл переривчастої потужності в цій фізичній точці входу або виходу.

2. У рамках процедури розподілу потужності беруть участь заявки щодо:

1) річних періодів, які були подані в період з 01 лютого до 15 лютого, які належать до одного або декількох з п'ятнадцяти газових років, наступних за газовим роком, у якому подається заявка;

2) квартальних періодів, які були подані в період з 01 квітня до 15 квітня, які належать до одного або декількох з чотирьох кварталів газового року, наступного за газовим роком, в якому подається заявка;

3) місячних періодів та квартальних періодів, які були подані за 30 календарних днів до 01 числа місяця, у якому повинно бути розпочато транспортування природного газу, які належать до якогось з газових місяців або кварталів у газовому році, у якому розподіляється потужність.

3. Розмір вільної потужності протягом наступних п'ятнадцяти (15) газових років у фізичних точках входу і виходу, яка буде предметом процедури розподілу потужності, оператор повідомляє на своєму веб-сайті за 30 календарних днів до початку прийняття заявок.

4. Під час процедури розподілу потужностей оператор газотранспортної системи проводить технічний аналіз, який включає оцінку можливості газотранспортної системи задовольнити заявку замовника послуг транспортування.

5. Задоволення або часткове задоволення заявки може бути здійснене оператором газотранспортної системи шляхом надання гарантованої або переривчастої потужності.

6. Оператор газотранспортної системи відмовляє в розподілі потужності у таких випадках:

1) відсутність або недостатність вільної потужності;

2) якщо надання доступу стане перешкодою для виконання таким оператором спеціальних обов'язків, покладених на нього відповідно до статті 11 Закону України "Про ринок природного газу";

3) якщо відмова в доступі є виправданою на підставі рішення, прийнятого відповідно до статті 55 Закону України "Про ринок природного газу".

7. Розподіл вільної гарантованої потужності повинен відбуватися в такому порядку: річна, квартальна, місячна потужності.

8. Якщо сумарна потужність, заявлена замовниками послуг транспортування в фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях, не перевищує вільну потужність, кожний із заявників одержує потужність в обсягах, зазначених у поданій заявці.

9. Якщо сумарна потужність, заявлена замовниками послуг транспортування в фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях, перевищує вільну потужність, вони

будуть повідомлені оператором газотранспортної системи про це та запрошені взяти участь у процедурі розподілу потужності в рамках аукціону.

10. Оператор газотранспортної системи за результатами проведення процедури розподілу потужності повідомляє замовнику послуг транспортування:

1) для заявок, поданих на річні періоди, - до 01 березня поточного року про призначену йому потужність у фізичних точках входу та виходу або про проведення для даних фізичних точок входу і виходу аукціону розподілу потужності;

2) для заявок, поданих на квартальні періоди, - до 10 травня поточного року про розподілену йому потужність у фізичних точках входу та виходу або про проведення для даних фізичних точок входу і виходу аукціону розподілу потужності;

3) для заявок, поданих на місячні та квартальні періоди, які належать до поточного року, - за 15 днів до 01 числа місяця, в якому повинно бути розпочато транспортування природного газу про розподілену йому потужність у фізичних точках входу та виходу або про проведення для даних фізичних точок входу і виходу аукціону розподілу потужності.

11. Аукціони розподілу потужностей на міждержавних з'єднаннях проводяться у строки, визначені в календарі аукціонів Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ENTSOG). Календар аукціонів розподілу потужностей на міждержавних з'єднаннях розміщується на веб-сайті оператора газотранспортної системи у триденний строк з дня публікації цього календаря Європейською мережею операторів газотранспортних систем (ENTSOG).

Оператором газотранспортної системи може бути проведено додатковий аукціон у випадку відмови одного або декількох учасників аукціону, які за результатами аукціону отримали доступ до розподілу потужності, від розподілу потужності шляхом невнесення до діючого договору транспортування газу відповідних змін щодо розподілу потужності за результатом аукціону виключно на обсяги потужностей, від яких відмовився(лися) учасник(и) аукціону в строки, передбачені положеннями глави 6 розділу IX цього Кодексу, та/або в інших випадках за наявності обґрунтованих підстав.

Додатковий аукціон проводиться оператором газотранспортної системи за погодженням з Регулятором.

Оголошення про проведення додаткового аукціону оператор газотранспортної системи оприлюднює на своєму веб-сайті в строк не пізніше ніж за один місяць до початку додаткового аукціону на розподіл річної потужності, не пізніше ніж за два тижні до початку додаткового аукціону на розподіл квартальної потужності та не пізніше ніж за тиждень до початку додаткового аукціону на розподіл місячної потужності.

{Пункт 11 глави 5 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

6. Узгодження розподілу потужності

1. Якщо в результаті проведення аукціону розподілу потужності замовнику послуг транспортування буде розподілена потужність, оператор газотранспортної системи має повідомити йому про розподіл потужності протягом п'яти (5) робочих днів від дня закінчення аукціону.

2. Замовник послуг транспортування, для якого було розподілено потужність повинен бути поінформований про це в письмовій формі або в електронному вигляді шляхом надсилання на електронну пошту сканованих копій відповідних оригіналів документів. Будь-яка інформація вважається наданою, якщо документи надаються в електронному вигляді на електронну пошту, зазначену в заявці на розподіл потужності.

3. Узгоджуючи розподіл потужності, оператор газотранспортної системи повинен інформувати замовника послуг транспортування про необхідний рівень фінансового забезпечення та надати замовнику послуг транспортування проект розподілу потужності у строк п'ять (5) робочих днів від дня закінчення аукціону.

4. Протягом п'яти робочих днів з дати отримання проекту про розподіл потужності замовник послуг транспортування повинен надати оператору газотранспортної системи підписаний з боку замовника розподіл потужності.

7. Потужність на період однієї газової доби

1. Доступ до гарантованої потужності та переривчастої потужності фізичних точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях на період однієї газової доби надається на підставі укладеного договору транспортування, а також підтвердженої оператором газотранспортної системи номінації.

2. Оператор газотранспортної системи публікує на своєму веб-сайті розмір гарантованої потужності та переривчастої потужності фізичних точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях на період однієї газової доби.

3. Номінації на період однієї газової доби подаються оператору газотранспортної системи відповідно до положень розділу XI цього Кодексу.

4. Якщо існують технічні можливості надання газотранспортних послуг згідно з номінацією, оператор газотранспортної системи призначає замовнику послуг транспортування гарантовану потужність відповідно до положень розділу XI цього Кодексу. Якщо відсутня вільна гарантована потужність, то замовнику послуг транспортування призначається потужність на переривчастій основі.

5. Призначена потужність має відповідати максимальному обсягу природного газу за годину, визначеному в підтвердженій оператором газотранспортної системи номінації.

Х. Припинення, обмеження та відновлення транспортування природного газу

1. Припинення, обмеження транспортування природного газу

1. Оператор газотранспортної системи має право припинити транспортування природного газу в точці входу до газотранспортної системи або точці виходу з газотранспортної системи у випадках:

- 1) визнання аварійним стану систем газопостачання;
- 2) невідповідності якості природного газу на точці входу;
- 3) несанкціонованого відбору природного газу;
- 4) відсутності номінації на точці виходу;
- 5) направлення замовником послуг транспортування повідомлення про припинення транспортування природного газу до точки виходу, в якій споживач, що порушує умови договору на постачання, одержує природний газ;
- 6) недостатності фінансового забезпечення у замовника послуг транспортування, невиконання умов договору транспортування природного газу;
- 7) в інших випадках, передбачених законодавством.

2. Припинення транспортування природного газу здійснюється у порядку, встановленому цим розділом, договором транспортування, Правилами постачання природного газу, затвердженими постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2496 (далі - Правила постачання природного газу) та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють питання припинення транспортування природного газу.

3. Якщо за ініціативою замовника послуг транспортування (постачальника) необхідно припинити транспортування природного газу прямому споживачу, він направляє до оператора газотранспортної системи повідомлення про припинення транспортування природного газу до точки виходу, в якій споживач одержує природний газ.

При цьому оператор газотранспортної системи припиняє транспортування природного газу до точки виходу виключно у випадку отримання повідомлення про припинення транспортування від усіх замовників послуг транспортування, які використовують потужність цієї точки виходу.

4. Повідомлення про припинення можуть стосуватися лише тих фізичних точок виходу, стосовно яких існують технічні можливості здійснення припинення транспортування природного газу до споживача.

5. До повідомлення про припинення транспортування природного газу додаються документи, які підтверджують наявність умов припинення транспортування/постачання природного газу, визначених Правилами постачання природного газу.

У повідомленні про припинення транспортування природного газу замовник послуг транспортування (постачальник) зобов'язаний визначити, зокрема:

точку виходу, якої стосується повідомлення;

дату припинення транспортування природного газу оператором газотранспортної системи до точки виходу, в якій споживач одержує природний газ, але не раніше строку, визначеного Правилами постачання природного газу;

підставу припинення транспортування/постачання природного газу;

дані представника замовника послуг транспортування (постачальника), який має повноваження на цілодобові контакти з оператором газотранспортної системи (ім'я, прізвище, посада, номер телефону та факс), у тому числі для прийняття обов'язкового письмового рішення стосовно відкликання повідомлення.

6. Повідомлення про припинення транспортування природного газу повинно бути надіслане оператору газотранспортної системи разом з документами, про які йдеться в пункті 5 цієї глави, не пізніше чотирьох календарних днів до зазначеної в повідомленні дати припинення транспортування природного газу, а у разі припинення постачання на підприємствах металургійної та хімічної промисловості - не пізніше 6 (шести) календарних днів до зазначеної у повідомленні дати припинення транспортування природного газу.

7. У разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 1 цієї глави, оператор газотранспортної системи надсилає операторам газорозподільної системи, на території ліцензійної діяльності якого знаходяться споживачі відповідного замовника послуг транспортування та/або послуг балансування, повідомлення про припинення подачі природного газу відповідним споживачам.

8. У разі виникнення випадку, зазначеному в пункті 1 цієї глави, оператор газотранспортної системи надсилає на адресу суб'єкта, що приєднаний до точки входу або точки виходу, повідомлення-вимогу про самостійне припинення подачі природного газу в точку входу або про самостійне припинення споживання природного газу в точці виходу. Оператор газотранспортної системи надсилає повідомлення-вимогу не пізніше ніж за три доби до дати припинення. На підприємствах металургійної та хімічної промисловості такий строк не може бути меншим ніж п'ять діб.

9. Повідомлення-вимога має містити інформацію про підставу припинення транспортування природного газу, дату і час припинення.

10. Припинення подачі природного газу в точку входу або припинення споживання природного газу з точки виходу здійснюється самостійно суб'єктом господарювання, що приєднаний до точки входу або точки виходу, які обслуговують газопроводи чи газоспоживне обладнання, у присутності посадової особи оператора газотранспортної системи, яка здійснює опломбування та складає акт про припинення транспортування природного газу.

11. У разі відмови суб'єкта, що приєднаний до точки входу або точки виходу, самостійно припинити подачу природного газу в точку входу або самостійно припинити споживання природного газу з точки виходу або у разі самовільного його відновлення оператор газотранспортної системи здійснює примусове припинення шляхом часткового чи повного перекриття вхідної засувної арматури з її опломбуванням або механічного (зварного)

від'єднання газопроводу, про що посадовою особою оператора газотранспортної системи складається акт.

12. Оператор газотранспортної системи має право залучити представників органів внутрішніх справ для безперешкодного доступу його працівників та посадових осіб до вхідної/вихідної засувної арматури газопроводу або газорозподільного пункту (за його наявності) та виконання ними робіт щодо припинення подачі природного газу в точку входу або припинення споживання природного газу з точки виходу.

13. Вартість та порядок здійснення оплати за використаний природний газ прямим споживачем з часу, вказаного в повідомленні-вимозі про самостійне припинення споживання природного газу, до часу фактичного припинення споживання природного газу визначається договором транспортування природного газу.

14. У разі усунення випадків, передбачених пунктом 1 цієї глави, до дати припинення подачі природного газу в точку входу або припинення споживання природного газу з точки виходу припинення транспортування природного газу не здійснюється.

15. Припинення подачі природного газу в точку входу або припинення споживання природного газу з точки виходу не звільняє суб'єкта, якому було припинено транспортування газу, від оплати послуг за договором транспортування.

2. Відновлення транспортування природного газу

1. Відновлення транспортування природного газу здійснюється за умов:

усунення причин припинення транспортування природного газу, зазначених у пункті 1 глави 1 цього розділу;

оплати вартості природного газу згідно з пунктом 13 глави 1 цього розділу;

оплати послуг з його транспортування;

оплати витрат на виконання робіт з припинення та відновлення транспортування природного газу.

2. Відновлення подачі природного газу в точку виходу або відновлення споживання природного газу з точки виходу здійснюється самостійно працівниками суб'єкта, якому було припинено транспортування газу, у дату та час, визначені оператором газотранспортної системи, у присутності його посадової особи, яка складає акт про відновлення транспортування природного газу.

XI. Номінація та реномінація

1. Загальні умови надання номінацій

1. Для отримання послуг із транспортування (фізичного транспортування природного газу газотранспортною системою) замовник послуг транспортування подає оператору газотранспортної системи номінації та/або місячну номінацію по точках входу та точках виходу в установленому цим розділом порядку.

{Пункт 1 глави 1 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

2. Номінація повинна визначати обсяг природного газу по кожній точці входу та виходу (що може бути як фізичною, так і віртуальною), які замовляються замовником послуг транспортування. При цьому, якщо замовником послуг транспортування є постачальник, подана номінація повинна містити планові (замовлені) обсяги постачання природного газу у розрізі його споживачів та їх точок комерційного обліку (за необхідності) з визначенням їх ЕІС-кодів. Для побутових споживачів допускається визначення в номінації загального обсягу постачання газу, але із зазначенням їх ЕІС-кодів.

{Пункт 2 глави 1 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304

від 10.03.2016}

3. Місячна номінація додатково містить аналогічну інформацію як для номінації, але у розрізі кожної доби.

4. Замовник послуг транспортування у віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу, повинен надавати місячну номінацію/номінації/реномінації, у яких визначено обсяг природного газу, поданого до віртуальної точки виходу, в якій відбувається передача природного газу та/або отриманого з віртуальної точки входу, в якій відбувається передача природного газу.

5. За результатами укладених угод на віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу, обсяг природного газу, зазначений в номінаціях/реномінаціях у віртуальній точці входу, в якій відбувається передача природного газу, повинен дорівнювати обсягу природного газу, зазначеному в номінаціях/реномінаціях для віртуальної точки виходу, в якій відбувається передача природного газу. У випадку, якщо обсяг природного газу зазначений в номінаціях/реномінаціях у віртуальній точці входу, в якій відбувається передача природного газу, та віртуальній точці виходу, в якій відбувається передача природного газу, не співпадає, оператор газотранспортної системи підтверджує найменший із заявлених обсягів природного газу в номінації/реномінації ("правило меншого") та інформує про це замовників послуг транспортування.

6. Обсяг природного газу, зазначений в номінаціях та реномінаціях для певної точки входу або виходу, не може перевищувати загальний обсяг розподіленої потужності для цієї точки входу або виходу згідно з узгодженим розподілом потужності.

7. У разі якщо замовник послуг транспортування використовує послуги із транспортування природного газу на період однієї газової доби в даній точці, обсяг природного газу, визначений в номінації замовника послуг транспортування для цієї точки, не може перевищити вільну потужність цієї точки.

8. Для здійснення оператором газотранспортної системи контролю за правильністю номінації та реномінації, а в подальшому і за процедурою алокації обсяг природного газу, що в них зазначається, повинен бути розподілений між контрагентами (їхніми ЕІС-кодами) замовника послуг транспортування, які:

- 1) передають замовнику послуг транспортування природний газ в точці (точках) входу;
- 2) отримують природний газ від замовника послуг транспортування в точці (точках) виходу.

9. Номінації можуть бути змінені відповідно до процедури реномінації.

10. У номінаціях і реномінаціях необхідно враховувати зміну часу з літнього на зимовий, а також із зимового на літній.

11. Номінації та реномінації, які подаються замовником послуг транспортування, повинні враховувати обмеження та припинення постачання, які впроваджуються згідно з положеннями цього Кодексу, Національного плану дій, а також інші обмеження, які впроваджуються згідно з чинними нормативно-правовими актами.

12. Оператор газорозподільної системи, оператор установки LNG, оператор газосховищ, газовидобувне підприємство, замовник послуг транспортування та прямий споживач у порядку, визначеному цим Кодексом, повинні повідомляти оператора газотранспортної системи про відсутність технічної можливості подавати/приймати обсяг природного газу, зазначений в номінаціях для точок входу та/або виходу, з урахуванням їх розподілу між контрагентами (споживачами). Оператор газотранспортної системи повинен негайно поінформувати про це замовників послуг транспортування. Замовники послуг транспортування протягом двох годин після одержання вищезазначеної інформації зобов'язані скоригувати номінацію в даній точці та подати оператору газотранспортної системи реномінацію.

13. Номінація/реномінація замовників послуг транспортування, яким надається послуга з транспортування на переривистих засадах у точках підключення до газотранспортних систем сусідніх країн (міждержавних з'єднань), може бути підтверджена зі зменшенням обсягів

природного газу, заявлених замовником послуг транспортування в номінації/реномінації. Зменшення повинне відбуватися у тому випадку, коли немає вільної потужності для надання таких послуг. Зменшення повинне здійснюватися в такій черговості: місячна потужність, квартальна, потім річна. У випадку, якщо продукти мають однаковий строк, зменшення повинне бути пропорційним обсягам природного газу, вказаним у відповідній номінації.

14. Номінація/реномінація замовників послуг транспортування, яким надається послуга з транспортування на переривистих засадах у точках підключення до газотранспортних систем сусідніх країн (міждержавних з'єднань), може бути змінена оператором газотранспортної системи в односторонньому порядку у випадку необхідності виконання поданих реномінацій замовників послуг транспортування, які використовують у даних точках послуги із транспортування, що надаються на безперервних засадах. Оператор газотранспортної системи повинен негайно поінформувати про це замовників послуг транспортування.

15. У номінації, місячній номінації або реномінації замовника послуг транспортування загальний обсяг природного газу, який подається до газотранспортної системи в точці (точках) входу, повинен відповідати загальному обсягу природного газу, який відбирається з газотранспортної системи в точці (точках) виходу.

Оператор газотранспортної системи не приймає номінацію, місячну номінацію або реномінації замовника послуг транспортування, в якій загальний обсяг природного газу, який подається до газотранспортної системи в точці (точках) входу, не відповідає загальному обсягу природного газу, який відбирається з газотранспортної системи в точці/точках виходу. У такому випадку оператор газотранспортної системи в одноденний строк повідомляє про це замовника транспортних послуг.

{Пункт 15 глави 1 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

16. Відхилення місячної номінації, номінації/реномінації замовника послуги транспортування може відбуватися через:

невиконання умов договору транспортування або регламенту подання номінації (у тому числі місячної) чи реномінації, передбаченого Кодексом;

перевищення договірної потужності;

відсутність необхідного рівня фінансового забезпечення, визначеного згідно з положеннями глави 2 розділу VIII цього Кодексу;

невиконання вимог чинного законодавства щодо наявності страхового запасу природного газу;

оголошення оператором газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, оператором LNG, оператором газосховищ, газовидобувним підприємством або прямим споживачем в точках входу або виходу про обмеження, аварії або надзвичайної ситуації, що робить неможливим надання послуг транспортування за наданою замовником послуг транспортування номінацією;

відсутність технічної можливості виконувати номінацію, у тому числі по окремому контрагенту (споживачу) замовника послуги транспортування, зокрема за даними операторів суміжних систем, чи суб'єктів ринку природного газу, об'єкти яких підключені до газотранспортної системи;

ситуації, передбаченої пунктом 1 глави 8 цього розділу.

17. Номінація/реномінація, що пройшли процес перевірки, отримують статус підтвердженої номінації.

18. Інформація надається оператору газотранспортної системи відповідно до положень розділу XVI цього Кодексу.

2. Процедура надання номінації (у тому числі місячної номінації)

1. Замовники послуг транспортування подають номінацію оператору газотранспортної системи не пізніше ніж до 13:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації. Якщо замовник послуг транспортування надає більше ніж одну номінацію по одній і тій самій точці входу/виходу в строк до 13:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації, оператор газотранспортної системи розгляне номінацію, яка була одержана останньою. Оператор газотранспортної системи повинен повідомити замовника послуг транспортування про підтвердження або відхилення номінації до 15:00 UTC (17:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 14:00 UTC (17:00 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації.

2. Замовник послуг транспортування має право подати по точці (точках) входу та точці (точках) виходу місячну номінацію на період не більше одного місяця в розрізі кожної доби. Місячна номінація на наступний газовий місяць приймається оператором газотранспортної системи в період з 15 по 20 число місяця (включно), що йде перед газовим місяцем транспортування. Якщо замовник послуг транспортування надає більше ніж одну місячну номінацію по одній і тій самій точці входу/виходу в строк до 20 числа місяця, що йде перед газовим місяцем транспортування, оператор газотранспортної системи розгляне місячну номінацію, яка була одержана останньою. Оператор газотранспортної системи повинен повідомити замовника послуг транспортування про підтвердження або відхилення місячної номінації у строк до 25 числа (включно) місяця, що йде перед газовим місяцем транспортування.

{Абзац перший пункту 2 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

Оператор газотранспортної системи у разі відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 16 глави 1 цього розділу, до 23 числа місяця, що йде перед газовим місяцем транспортування, направляє суміжному оператору, прямому споживачу, газовидобувному підприємству відповідні місячні номінації, подані замовником послуг транспортування, з метою проведення перевірки до 24 числа (включно) місяця, що йде перед газовим місяцем транспортування.

{Абзац другий пункту 2 глави 2 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

Якщо загальний обсяг природного газу в поданих місячних номінаціях перевищує розподілену потужність в даній точці, газовидобувне підприємство, суміжний оператор, прямий споживач узгоджують в повному обсязі місячні номінації, подані замовниками послуг транспортування, на яких покладені спеціальні обов'язки відповідно до статті 11 Закону України "Про ринок природного газу". Місячні номінації подані іншими замовниками послуг транспортування ніж зазначені вище, задовольняються пропорційно заявленим обсягам природного газу.

Газовидобувне підприємство, суміжний оператор, прямий споживач надсилають оператору газотранспортної системи інформацію про узгоджені місячні номінації до 24 числа (включно) місяця, що йде перед газовим місяцем транспортування.

Якщо процес перевірки відповідності номінацій для точок входу від газовидобувних підприємств, суміжних операторів, прямих споживачів виявляє невідповідності в номінаціях, застосовується "правило меншого". При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує місячну номінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях.

3. Відхилення номінації замовника послуги транспортування може відбуватися у випадках:

невиконання умов договору транспортування або регламенту подання номінації (у тому числі місячної) чи реномінації, передбаченого Кодексом,

перевищення договірної потужності;

відсутності необхідного рівня фінансового забезпечення, визначеного згідно з положеннями глави 2 розділу VIII цього Кодексу;

невиконання вимог щодо наявності страхового запасу природного газу;

оголошення оператором газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, оператором LNG, оператором газосховищ, газовидобувним підприємством або прямим споживачем у точках входу або виходу про обмеження, аварії або надзвичайну ситуацію, що робить неможливим надання послуг транспортування за наданою замовником послуг транспортування номінацією;

відсутності технічної можливості виконувати номінацію, у тому числі по окремому контрагенту (споживачу) замовника послуги транспортування, зокрема за даними операторів суміжних систем чи суб'єктів ринку природного газу, об'єкти яких підключені до газотранспортної системи;

ситуації, передбаченої пунктом 1 глави 8 цього розділу.

4. У разі відхилення номінації (у тому числі місячної номінації) оператор газотранспортної системи надає код причини відхилення. Перелік кодів та їх значень оператор газотранспортної системи розміщує на власному веб-сайті.

5. У випадку ненадання замовником послуг транспортування номінації на наступну газову добу відповідно до положень пункту 1 цієї глави оператор газотранспортної системи приймає до розгляду місячну номінацію (за наявності), яка була одержана останньою.

6. У випадку, коли замовник послуг транспортування не подасть оператору газотранспортної системи місячну номінацію згідно з положеннями пункту 2 цієї глави або номінацію на наступну газову добу протягом часу, вказаного в пункті 1 цієї глави, вважається підтвердженою номінація для такого замовника послуг транспортування з обсягами природного газу, що дорівнює "0" (нулю) відносно замовленої точки входу/виходу. При цьому відповідна потужність фізичних точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, яка не використовується, може бути запропонована оператором газотранспортної системи на період однієї газової доби відповідно до положень глави 7 розділу IX цього Кодексу.

7. У випадку відхилення номінації по точці входу/виходу в повному обсязі обсяг природного газу, узгоджений для замовника послуг транспортування у відповідній точці, становить "0" (нуль).

3. Процедура надання реномінації

1. Замовники послуг транспортування мають право змінити заявлені обсяги на точках входу та виходу, у тому числі в розрізі власних контрагентів (споживачів), визначені в підтвердженій оператором газотранспортної системи номінації та/або місячній номінації шляхом подання реномінації обсягів транспортування газу для окремої газової доби та/або газового місяця.

Реномінації обсягів транспортування газу для газової доби надаються з 16:00 UTC (18:00 за київським часом) газової доби для зимового періоду та 15:00 UTC (18:00 за київським часом) газової доби, що передує газовій добі, з якої здійснюється номінація, до 02:00 UTC (04:00 за київським часом) газової доби для зимового періоду та 01:00 UTC (04:00 за київським часом) газової доби, коли повинна бути виконана реномінація. Реномінація надається не менше ніж за 3 години до початку зміни обсягів транспортування, які були визначені номінацією.

Реномінації місячних обсягів транспортування надаються з першого по двадцять п'яте число газової доби місяця транспортування, але не менше ніж за дві доби до початку зміни місячних обсягів транспортування, які були визначені місячною номінацією.

2. Змінам не підлягають обсяги, які будуть протранспортовані (розподілені) на підставі підтвердженої місячної номінації до початку зміни обсягів транспортування, визначених реномінацією.

3. Процедура розгляду реномінації обсягів транспортування газу для газової доби розпочинається кожну повну годину та триває 2 години.

Процедура розгляду реномінації місячних обсягів транспортування газу розпочинається кожну повну годину та триває 2 доби.

Оператор газотранспортної системи розглядає останню реномінацію, одержану перед повною годиною.

4. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовника послуг транспортування, який подав реномінацію, про підтвердження або про відхилення реномінації із зазначенням причин відхилення протягом двох годин від початку процедури розгляду реномінації обсягів транспортування газу для газової доби та протягом двох діб від початку процедури розгляду реномінації місячних обсягів транспортування газу.

5. Відхилення реномінації здійснюється через причини, визначені в пункті 3 глави 2 цього розділу, а також якщо не виконано умови пунктів 1 та 2 цієї глави.

6. У випадку, коли оператор газотранспортної системи відхиляє реномінацію, остання номінація (реномінація), підтверджена оператором газотранспортної системи, залишається діючою для сторін.

{Глава 3 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

4. Перевірка відповідності номінацій та реномінацій для суміжних газотранспортних систем

1. Номінації та реномінації, надані замовником послуг транспортування для точок входу або виходу у підключеннях до газотранспортних систем сусідніх країн (міждержавних з'єднань), повинні співпадати з відповідними номінаціями та реномінаціями, що були подані оператору суміжної газотранспортної системи.

2. Процес перевірки відповідності номінацій та реномінації для точок входу або виходу у підключеннях з газотранспортними системами сусідніх країн (міждержавних з'єднань) повинен проходити відповідно до угод про взаємодію, укладених з оператором іншої газотранспортної системи.

3. Якщо процес перевірки відповідності номінацій та реномінацій для точок входу або виходу у підключеннях до газотранспортних систем сусідніх країн (міждержавних з'єднань) виявляє невідповідності в номінаціях та реномінаціях, застосовується "правило меншого". При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію або реномінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях або реномінаціях.

5. Перевірка відповідності номінацій для точок входу від газовидобувних підприємств

1. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій для точок входу від газовидобувних підприємств на предмет відповідності пар кодів продавець - одержувач.

2. Оператор газотранспортної системи у разі відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 16 глави 1 цього розділу, направляє газовидобувному підприємству номінації, подані замовником послуг транспортування, до 13:30 UTC (15:30 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:30 UTC (15:30 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації, з метою перевірки та погодження поданих номінацій.

3. Якщо загальний обсяг природного газу в поданих номінаціях перевищує розподілену потужність у цій точці, газовидобувне підприємство погоджує в повному обсязі номінації, подані замовниками послуг транспортування, на яких покладені спеціальні обов'язки відповідно до статті 11 Закону України "Про ринок природного газу". Номінації подані іншими замовниками послуг транспортування, ніж зазначені вище, задовольняються пропорційно заявленим обсягам природного газу.

4. Газовидобувне підприємство надсилає оператору газотранспортної системи інформацію про погоджені номінації до 14:15 UTC (16:15 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 13:15 UTC (16:15 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації.

5. Якщо процес перевірки номінацій для точок входу від газовидобувних підприємств виявляє невідповідності в номінаціях, застосовується "правило меншого". При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях.

6. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію щодо погодження номінацій згідно з положенням пункту 4 цієї глави, оператор підтверджує номінації пропорційно поданим заявкам.

6. Перевірка відповідності номінацій для точок виходу до прямого споживача

1. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій для точок виходу до прямого споживача на предмет відповідності пар кодів постачальник - споживач.

2. Оператор газотранспортної системи у разі відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 16 глави 1 цього розділу, надсилає прямому споживачу номінації, подані замовником послуг транспортування, до 13:30 UTC (15:30 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:30 UTC (15:30 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації з метою перевірки та погодження поданих номінацій.

3. Якщо загальний обсяг природного газу в поданих номінаціях перевищує розподілену потужність у даній точці, прямий споживач повинен визначити суб'єктів та обсяги, що повинні бути підтвержені в номінаціях.

4. Прямий споживач надсилає оператору газотранспортної системи інформацію про погодженні номінації до 14:15 UTC (16:15 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 13:15 UTC (16:15 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації.

5. Якщо процес перевірки відповідності номінацій для точок виходу до прямого споживача виявляє невідповідності в номінаціях, застосовується "правило меншого". При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях.

6. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію щодо погодження номінацій згідно з положенням пункту 4 цієї глави, оператор підтверджує номінації пропорційно поданим заявкам.

7. Перевірка відповідності номінацій для віртуальних точок входу або точок виходу з/до газосховищ

1. Номінації, подані замовником послуг транспортування для віртуальних точок входу або точок виходу з/до газосховищ, повинні співпадати з відповідними номінаціями, поданими оператору газосховища. Оператор газотранспортної системи надсилає оператору газосховища номінації, подані замовником послуг транспортування, до 13:30 UTC (15:30 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:30 UTC (15:30 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації, з метою перевірки та погодження поданих номінацій.

2. Оператор газосховища надсилає оператору газотранспортної системи інформацію про погоджені номінації до 14:15 UTC (16:15 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 13:15 UTC (16:15 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації.

3. Якщо процес перевірки відповідності номінацій для віртуальних точок входу або точок виходу з/до газосховищ виявляє невідповідності в номінаціях, застосовується "правило меншого". При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях.

8. Перевірка відповідності номінацій для віртуальних точок входу або точок виходу з/до газорозподільних систем

1. Якщо різними замовниками послуг транспортування будуть подані номінації (місячні номінації) для віртуальних точок входу/виходу з/до газорозподільної системи для одного і того самого споживача або його комерційної точки обліку або групи споживачів у відповідному періоді, оператор газотранспортної системи протягом 3-х годин, а у випадку місячних номінацій - протягом 1-го робочого дня надсилає відповідним замовникам послуг транспортування уточнюючий запит про надання копій (в електронному вигляді, факсимільним зв'язком тощо) або оригіналів підтверджуючих документів, які підтверджують згоду споживача щодо постачання природного газу тим чи іншим замовником у відповідному періоді. При цьому строк попереднього розгляду номінації подовжується на період надання замовником послуг транспортування відповідних документів. До з'ясування обставин алокація обсягів природного газу щодо споживача здійснюється відповідно до даних замовника, що постачав природний газ споживачу до виникнення конфліктної ситуації.

Якщо за результатами з'ясування обставин будуть підтверджені дані нового постачальника, оператор газотранспортної системи здійснює корегування попереднього добового балансування, за винятком закритих місячних періодів.

Якщо замовники послуг транспортування нададуть однакові за своєю суттю документи, підтверджені споживачем, з яких неможливо визначити, хто має постачати газ споживачу у відповідному періоді, оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію замовнику, що постачав природний газ споживачу до виникнення конфліктної ситуації.

2. У процедурі проведення перевірки відповідності номінації (місячної номінації) для віртуальної точки входу або виходу до газорозподільних систем беруть участь номінації (місячні номінації) замовника послуг транспортування, які пройшли попередній розгляд відповідно до положень пункту 1 та пункту 16 глави 1 цього розділу.

3. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій для віртуальних точок входу або точок виходу до/з газорозподільних систем на предмет відповідності пар кодів постачальник - споживач.

4. Після проведення перевірки на предмет відповідності пар ЕІС-кодів постачальник - споживач оператор газотранспортної системи надсилає (доводить) оператору газорозподільної системи номінації, складені замовником послуг транспортування (постачальником), до 13:30 UTC (15:30 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:30 UTC (15:30 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації, з метою перевірки оператором газорозподільної системи технічної можливості розподілу обсягів природного газу, зазначених у номінації, газорозподільною системою по кожному споживачу постачальника, визначеному в номінації.

5. Якщо обсяг природного газу в поданих номінаціях, у тому числі щодо окремих контрагентів (споживачів) замовника послуг транспортування, не перевищує технічну можливість розподілу природного газу газорозподільною системою та/або перебуває на межі балансової належності об'єкта споживача, оператор газорозподільної системи погоджує в повному обсязі номінації, подані замовниками послуг транспортування. В іншому випадку оператор газорозподільної системи не погоджує обсяг номінації та/або замовлений обсяг щодо споживача замовника послуг транспортування.

6. Оператор газорозподільної системи надсилає (підтверджує) оператору газотранспортної системи інформацію про результати перевірки технічної можливості розподілу обсягів природного газу газорозподільною системою, зазначені у номінації до 14:15 UTC (16:15 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 13:15 UTC (16:15 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, що йде перед газовою добою, яка належить до номінації.

7. У разі погодження оператором газорозподільної системи номінації замовника послуг транспортування в повному обсязі оператор газотранспортної системи здійснює підтвердження зазначеної номінації та надсилає (доводить) її замовнику послуг транспортування та оператору газорозподільної системи. Якщо оператор газорозподільної системи не погоджує номінацію в повному обсязі, така номінація відхиляється оператором газотранспортної системи. Якщо за даними оператора газорозподільної системи номінація може бути задоволена частково (через відсутність чи недостатність вільної потужності тощо), оператор газотранспортної системи в першу чергу підтверджує номінації (заявлені обсяги) постачальника, на якого відповідно до статті 11 Закону України "Про ринок природного газу" покладені спеціальні обов'язки щодо постачання певним категоріям споживачів. Номінації, подані іншими замовниками послуг транспортування (постачальниками), задовольняються пропорційно заявленим обсягам природного газу. Якщо процес перевірки відповідності номінацій для віртуальних точок входу або точок виходу до/з газорозподільних систем виявляє невідповідності в номінаціях, застосовується "правило меншого". При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня, меншого, ніж обсяг природного газу, зазначений в номінаціях.

9. Перевірка відповідності реномінації для точок входу від газовидобувних підприємств, для точок виходу до прямого споживача, для віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з газорозподільних систем та для віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з газосховищ

1. У разі подання замовником послуг транспортування реномінації обсягів природного газу для точок входу від газовидобувних підприємств, для точок виходу до прямого споживача, для віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з газорозподільних систем та для віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з газосховищ оператор газотранспортної системи надсилає газовидобувному підприємству, прямому споживачу, оператору газорозподільної системи, оператору газосховища цю реномінацію протягом 30 хвилин від початку процедури розгляду реномінації.

2. Газовидобувне підприємство, прямий споживач, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища здійснюють перевірку реномінації та надсилають до оператора газотранспортної системи інформацію про результати перевірки реномінації протягом 45 хвилин з часу одержання реномінації від оператора газотранспортної системи.

3. Якщо процес перевірки відповідності реномінації для точок входу або точок виходу виявляє невідповідності в реномінаціях, застосовується "правило меншого". При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує реномінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня, меншого, ніж обсяг природного газу, зазначений в реномінаціях.

XII. Алокація обсягів природного газу

1. Алокація обсягів природного газу для точок входу

1. Алокація обсягів природного газу для кожного замовника послуг транспортування в окремих точках входу, за винятком віртуальних точок входу з газорозподільної системи (точки надходження газу від газодобувних підприємств чи виробників біогазу, підключених до газорозподільної системи) та точок входу (як віртуальних так і фізичних) від газовидобувних підприємств, здійснюється оператором газотранспортної системи.

2. Якщо в точці входу природний газ на підставі підтвердженої номінації направляється для транспортування лише одним замовником послуг транспортування, повний обсяг природного

газу, визначений на підставі результатів вимірів, буде віднесено саме до цього замовника послуг транспортування.

3. Загальний обсяг природного газу, встановлений на основі вимірювання для даної точки входу, за винятком віртуальних точок входу з газорозподільної системи та точок входу (як віртуальних так і фізичних) від газовидобувних підприємств, повинен бути виділений окремим замовникам послуг транспортування пропорційно до підтверджених номінацій/реномінацій.

4. Алокація обсягів природного газу для кожного замовника послуг транспортування в точках входу (як віртуальних, так і фізичних) від газовидобувних підприємств виконується відповідним газовидобувним підприємством. Газовидобувне підприємство надсилає алокації обсягів природного газу до оператора газотранспортної системи відповідно до положень пункту 6 глави 2 цього розділу.

5. Якщо алокація обсягів природного газу не буде виконана в порядку, передбаченому в пункті 4 цієї глави, обсяг природного газу, поданий у відповідних точках входу від газовидобувних підприємств, повинен бути призначений відповідним замовникам послуг транспортування пропорційно підтвердженим оператором газотранспортної системи номінаціям/ реномінаціям, про що мають бути поінформовані замовники послуг транспортування.

6. Алокація обсягів природного газу для кожного замовника послуг транспортування у віртуальній точці входу з газорозподільної системи виконується відповідним оператором газорозподільної системи відповідно до положень глави 3 цього розділу.

7. У процесі алокації обсягів природного газу для віртуальної точки входу, в якій відбувається передача природного газу замовнику послуг транспортування, виділяється обсяг природного газу відповідно до обсягів, зазначених у підтверджених номінаціях/реномінаціях.

8. Підписані щомісячні акти приймання-передачі газу відповідно до положень пункту 2 глави 7 розділу III цього Кодексу, що містять інформацію про щомісячні обсяги природного газу, виміряні для фізичних точок входу (у тому числі у розрізі контрагентів/споживачів замовника послуги транспортування), поданого до газотранспортної системи, є основою для проведення алокації щомісячних обсягів природного газу для замовників послуг транспортування за формою оператора газотранспортної системи, розміщеною на своєму веб-сайті.

9. Алокації обсягів природного газу в точках входу здійснюються в метрах кубічних та одночасно в одиницях енергії до одиниці часу.

2. Алокація обсягів природного газу для точок виходу

1. У точках виходу, в яких природний газ з газотранспортної системи направляється до суміжної газотранспортної системи, газосховища або до прямого споживача, алокація обсягів природного газу здійснюється відповідним оператором суміжної газотранспортної системи, оператором газосховища або прямим споживачем, яка має бути направлена ними до оператора газотранспортної системи в строки, описані в пункті 6 цієї глави. Алокація обсягів природного газу для віртуальної точки виходу до газорозподільної системи здійснюється відповідним оператором газорозподільної системи з урахуванням глави 3 цього розділу.

{Пункт 1 глави 2 розділу XII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

2. У разі якщо природний газ відбирається на підставі підтвердженої номінації у цій точці виходу лише одним замовником послуг транспортування, загальний обсяг природного газу, який визначено на підставі результатів вимірювань, повинен бути призначений такому замовнику послуг транспортування.

3. Якщо алокація обсягів природного газу не буде виконана в порядку, передбаченому пунктом 1 цієї глави, обсяг природного газу, відібраний у відповідних точках виходу, повинен бути призначений відповідним замовникам послуг транспортування пропорційно

підтвердженням оператором газотранспортної системи номінаціям/реномінаціям, про що мають бути поінформовані замовники послуг транспортування.

4. У процесі алокації обсягів природного газу для віртуальної точки, в якій відбувається передача природного газу, замовнику послуг транспортування виділяються обсяги природного газу відповідно до обсягів, зазначених у підтверджених номінаціях/реномінаціях.

5. Підписані щомісячні акти приймання-передачі газу відповідно до положень пункту 2 глави 7 розділу III цього Кодексу, що містять інформацію про щомісячні обсяги природного газу, виміряні для фізичних точок виходу (у тому числі у розрізі контрагентів/споживачів замовника послуги транспортування), взятого з газотранспортної системи, є основою для проведення алокації щомісячних обсягів природного газу для замовників послуг транспортування за формою оператора газотранспортної системи, розміщеною на своєму веб-сайті.

6. Алокація обсягів природного газу, зроблена оператором суміжної газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, газовидобувним підприємством, оператором газосховища або прямим споживачем має бути передана оператору газотранспортної системи в такі терміни:

1) розрахункові обсяги природного газу, призначені відповідним замовникам послуг транспортування за попередній газовий день, повинні передаватися оператору газотранспортної системи щодня до 13:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для літнього періоду, після газової доби, до якої належить алокація;

2) фактичні обсяги природного газу по точці входу/виходу, призначені відповідним замовникам послуг транспортування за першу та другу декади газового місяця (за другу декаду газового місяця наростаючим підсумком), мають передаватися оператору газотранспортної системи кожного наступного дня після закінчення відповідної декади газового місяця;

{Пункт 6 глави 2 розділу XII доповнено новим підпунктом 2 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

3) фактичні обсяги природного газу по точці входу/виходу, призначені відповідним замовникам послуг транспортування за попередній газовий місяць, повинні передаватися оператору газотранспортної системи до 8-го числа наступного місяця;

4) скореговані фактичні обсяги природного газу по точці входу/виходу, призначені відповідним замовникам послуг транспортування з урахуванням заходів впроваджених для врегулювання місячного небалансу, повинні передаватися оператору газотранспортної системи до 12-го числа наступного місяця.

7. Алокація обсягів природного газу, здійснена відповідно до підпунктів 2, 3 пункту 6 цієї глави, є підставою для виставлення рахунків замовникам послуг транспортування, у тому числі замовникам послуг транспортування, що використовують потужності на основі підтвердженої номінації як частину послуг для одного газового дня.

8. Алокації природного газу в точках виходу здійснюються в метрах кубічних та одночасно в одиницях енергії до одиниці часу.

3. Принципи алокації обсягів природного газу для віртуальних точок входу та виходу з/до газорозподільних систем та щодо споживачів, підключених до газорозподільної системи

1. Алокація обсягів природного газу для віртуальних точок входу та виходу з/до газорозподільної системи має здійснюватися відповідно до положень глав 1, 2 цього розділу, якщо інше не передбачено цією главою.

2. Оператор газорозподільної системи здійснює алокацію обсягів природного газу щодо всіх споживачів (у тому числі щодо побутових споживачів), об'єкти яких підключені до газорозподільної системи, та їх точок комерційного обліку, яким оператор газорозподільної

системи в установленому порядку присвоїв персональний ЕІС-код як суб'єкта ринку природного газу (окремої точки комерційного обліку) та передав його до бази даних оператора газотранспортної системи. Оператор газорозподільної системи здійснює алокацію обсягів природного газу з розбивкою по всіх замовниках послуг транспортування, для яких були підтверджені номінації/реномінації на транспортування для віртуальної точки входу з газорозподільної системи та для віртуальної точки виходу до газорозподільної системи.

3. Детальні правила алокації обсягів природного газу (визначення фактичного об'єму/обсягу споживання чи передачі природного газу за відповідний період), яку повинен здійснювати оператор газорозподільної системи щодо споживачів на віртуальних точках входу/виходу з/до газорозподільної системи, установлюються в Кодексі газорозподільних систем.

4. Оператор газорозподільної системи інформує відповідно до положень пункту 6 цієї глави оператора газотранспортної системи стосовно обсягу природного газу, взятого з його газорозподільної системи споживачами, з розбивкою між замовниками послуг транспортування (їхніми ЕІС-кодами), тобто суб'єктам, які постачають природний газ до газорозподільної системи, з урахуванням фактичних обсягів природного газу, які були подані в газорозподільну систему від газовидобувних підприємств, підключених до газорозподільної системи та направлених на віртуальну точку входу з газорозподільної системи. Наведена вище інформація повинна бути надана як алокація обсягів природного газу для віртуальної точки виходу до газорозподільної системи.

5. Оператор газорозподільної системи відповідно до положень пункту 6 цієї глави інформує оператора газотранспортної системи стосовно обсягу природного газу, поданого в газорозподільну систему від газовидобувних підприємств, підключених до газорозподільної системи, та направленого на віртуальну точку входу з газорозподільної системи, з розбивкою між замовниками послуг транспортування. Наведена вище інформація повинна бути надана як алокація обсягів природного газу для віртуальної точки входу з газорозподільної системи.

6. Оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи інформацію про алокацію обсягів природного газу, поданого в газорозподільну систему від газовидобувних підприємств, підключених до газорозподільної системи та направленого на віртуальну точку входу від газорозподільної системи, у такі строки:

1) розрахункові обсяги природного газу, призначені відповідним замовникам послуг транспортування за попередній газовий день, повинні передаватися оператору газотранспортної системи щодня до 13:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для зимового періоду та 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години газової доби для літнього періоду після газової доби, до якої належить алокація;

2) фактичні обсяги природного газу, призначені відповідним замовникам послуг транспортування за попередній газовий місяць, повинні передаватися оператору газотранспортної системи до 8-го числа наступного місяця;

3) скореговані фактичні обсяги природного газу, призначені відповідним замовникам послуг транспортування з урахуванням заходів, упроваджених для врегулювання місячного небалансу, повинні передаватися оператору газотранспортної системи до 12-го числа наступного місяця. Якщо скореговані фактичні обсяги природного газу, призначені відповідним замовникам послуг транспортування з урахуванням заходів, упроваджених для врегулювання місячного небалансу, перевищують сумарні підтверджені номінації за відповідний місяць, то відповідна різниця відноситься на небаланс відповідного оператора газорозподільної мережі.

7. Для віртуальної точки входу/виходу з/до газорозподільної системи не зазначаються максимальні щогодинні обсяги.

8. Інформація, зазначена в цьому розділі, повинна бути надана оператору газотранспортної системи відповідно до форми оператора газотранспортної системи та розміщеної на веб-сайті.

9. Алокація обсягів природного газу, здійснена оператором газорозподільної системи між споживачами (у тому числі побутовими споживачами) чи їхніх точок комерційного обліку (що має окремий ЕІС-код), підключених до газорозподільної системи цього оператора, та передана в установленому цим Кодексом порядку оператору газотранспортної системи, є обов'язковою для

їх постачальника (постачальників). Порядок доведення даних алокації обсягів природного газу до постачальника (замовника послуги транспортування) оператором газотранспортної системи визначається цим Кодексом та договором транспортування.

10. Алокація фактичних обсягів споживача можлива тільки на постачальника, зазначеного у відповідній підтвердженій номінації/реномінації, крім випадків, передбачених нижче.

У разі несанкціонованого відбору газу споживачем весь відповідний обсяг вноситься в алокацію на відповідного оператора газорозподільної системи.

У разі письмової вимоги замовника послуг транспортування, що є постачальником, або оператора газотранспортної системи до оператора газорозподільної системи про припинення розподілу газу споживачу замовника, яка подається в установленому законодавством порядку, оператор газорозподільної системи після строку, встановленого законодавством на припинення розподілу природного газу такому споживачу, здійснює алокацію із зазначенням, що фактичні обсяги природного газу є обсягами оператора газорозподільної системи.

11. Якщо алокації, отримані від оператора газорозподільної системи, порушують вимоги, зазначені у цій главі, або якщо оператор газорозподільної системи не надав алокації відповідно до пункту 6 цієї глави, оператор газотранспортної системи має право внести відповідні коригування у розрахунок небалансу замовників та/або повідомити Регулятора про виявлені порушення відповідним оператором газорозподільної системи.

4. Угода стосовно провадження оперативного балансового рахунку

1. Оператор газотранспортної системи може укласти угоду з оператором іншої суміжної газотранспортної системи, оператором установки LNG або оператором газосховища стосовно провадження операторського балансового рахунку для підтримання подачі природного газу на точку входу до газотранспортної системи або відбору з точки виходу з газотранспортної системи. Угода може бути укладена, якщо існують технічні можливості для такого рахунку.

2. Для точок, стосовно яких укладена угода щодо впровадження операторського балансового рахунку (ОБР) в якості обсягу природного газу відповідно до направленої замовником послуг транспортування для транспортування або відібраного із газотранспортної системи, приймаються обсяги, встановлені в підтвердженій номінації для цих точок.

3. Список точок, для яких призначені обсяги природного газу, завантаженого замовником послуг транспортування в точках входу, або відібрані замовником послуг транспортування в точках виходу, мають відповідати обсягам природного газу, визначеним у підтверджених для цих точок номінаціях, та розміщуються на веб-сайті оператора газотранспортної системи.

ХІІІ. Фізичне балансування

1. Замовник послуг транспортування зобов'язаний подавати та відбирати до/з газотранспортної системи природний газ в обсягах, які виникають на підставі умов укладених договорів постачання природного газу, договору транспортування природного газу, технічної угоди та підтверджених номінацій.

2. Замовники послуг транспортування зобов'язані своєчасно врегульовувати свої небаланси. Оператор газотранспортної системи надає послуги балансування виключно з метою підтримання звичайного рівня функціонування газотранспортної системи в разі недотримання замовниками послуг транспортування своїх підтверджених номінацій.

3. Якщо існує загроза цілісності газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи вживає таких заходів:

1) купівлю-продаж природного газу за короткостроковими договорами в точці, в якій відбувається передача природного газу, а в разі відсутності такої можливості - за конкурсною процедурою та за ринковими цінами;

2) регулювання обсягу надходження газу в газотранспортну систему (точки входу та/або виходу) у випадках, передбачених Національним планом дій та цим Кодексом;

3) регулювання обсягу природного газу, який знаходиться в газотранспортній системі;

4) регулювання обсягу природного газу, який зберігається у газосховищах, які знаходяться в управлінні оператора газотранспортної системи.

4. Оператор газотранспортної системи має право зарезервувати частину діючої ємності газосховища, потужності закачування та відбору газосховища, що необхідні для виконання ним обов'язків з балансування системи.

5. Оператор газотранспортної системи до 01 вересня поточного року зобов'язаний надати оператору газосховища заявку про ємність газосховища, потужність відбору та потужність закачування газосховища протягом наступного газового року, що є необхідними для резервування оператором газотранспортної системи з метою забезпечення збалансованості газотранспортної системи.

6. Особливі умови, які стосуються використання оператором газотранспортної системи зарезервованої діючої ємності газосховища, потужності закачування та відбору газосховищ, визначаються договором зберігання природного газу.

7. До ємності газосховища, потужності відбору та закачування газосховища, що були зарезервовані оператором газотранспортної системи, не може бути надано доступ іншим суб'єктам без згоди оператора газотранспортної системи.

8. Технічна угода, що укладається між оператором газосховища та оператором газотранспортної системи, визначає засади управління оператором газотранспортної системи оперативним балансовим рахунком та обсяг природного газу, який може бути взаємно обмінений між вказаними операторами з метою вирівнювання різниць між обсягами, визначеними в номінаціях, і обсягами, фактично направленими до/з газотранспортної системи, а також засади вирівнювання сальдо оперативного балансового рахунку.

9. З метою забезпечення безпечності функціонування та цілісності газотранспортної системи, у тому числі балансування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи управляє потоками природного газу, які закачуються та відбираються до/з газосховища, що є в управлінні оператора газотранспортної системи, а також частиною газосховищ відповідно до пункту 3 цього розділу.

10. Оператор газотранспортної системи для забезпечення власної господарської діяльності (у тому числі для балансування, власних виробничо-технічних потреб, покриття витрат та виробничо-технологічних витрат) придбаває природний газ у власника природного газу (у тому числі у газовидобувного підприємства, оптового продавця, постачальника) на загальних підставах та ринкових умовах.

11. Оператор газотранспортної системи, здійснюючи балансування газотранспортної системи, бере до уваги очікуваний результат від використання тих чи інших заходів балансування з огляду на забезпечення стабільного рівня функціонування газотранспортної системи, а також час, необхідний для їх впровадження.

12. У разі якщо не вистачає інструментів, зазначених у пункті 2 цього розділу, оператор газотранспортної системи може запровадити обмеження у точках входу та виходу згідно з розділом XV цього Кодексу.

XIV. Комерційне балансування

1. Загальні умови

1. Замовник послуг транспортування є відповідальним за виникнення небалансу, у тому числі щодо споживачів, з якими укладені договори постачання, та зобов'язується застосувати всі доступні заходи для його уникнення.

2. При розрахунку небалансу замовників послуг транспортування оператор газотранспортної системи враховує всі обсяги газу у розрізі кожного замовника послуг транспортування, переданого до газотранспортної системи та відібраного з газотранспортної системи, у тому числі у розрізі його контрагентів (споживачів).

3. Перевищення обсягів відібраного природного газу з газотранспортної системи над обсягами переданого природного газу є негативним небалансом, а перевищення обсягів переданого природного газу над обсягами відібраного природного газу - позитивним небалансом.

4. Оператор газотранспортної системи надсилає замовнику послуг транспортування відомості для визначення статусу небалансу замовника послуг транспортування. Відомості про статус небалансу надаються замовнику послуг транспортування за допомогою інформаційної системи.

2. Добовий небаланс замовника послуг транспортування

1. Оператор газотранспортної системи розраховує добовий небаланс щодо кожного замовника послуг транспортування для кожної газової доби як різницю між обсягом природного газу, яку замовник послуг транспортування передав у точках входу, і обсягом природного газу, який відібрав з газотранспортної системи у точках виходу за цю газову добу.

2. Оператор щодоби до 15.00 години UTC (17:00 за київським часом) для зимового періоду та 14:00 години UTC (17:00 за київським часом) для літнього періоду наступної газової доби інформує замовника послуг транспортування про добовий небаланс на підставі розрахункових даних, одержаних у процесі алокації, відповідно до положень розділу XII цього Кодексу. Рівень інформації, що надсилається замовнику послуг транспортування, буде відповідати тому рівню, яким володіє оператор газотранспортної системи на час надання.

3. При позитивному добовому небалансі замовник послуг транспортування повинен до 18:00 години UTC (20:00 за київським часом) для зимового періоду та 17:00 години UTC (20:00 за київським часом) для літнього періоду наступної газової доби закачати до газосховища газ у розмірі позитивного небалансу або провести продаж газу в обсязі небалансу на віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу.

4. При негативному добовому небалансі замовник послуг транспортування повинен до 18:00 години UTC (20:00 за київським часом) для зимового періоду та 17:00 години UTC (20:00 за київським часом) для літнього періоду наступної газової доби відібрати з газосховища газ, який належить йому, в обсязі, достатньому для покриття негативного небалансу, або провести закупівлю газу в обсязі небалансу на віртуальній точці, в якій відбувається передача природного газу.

5. Допускається відхилення добового небалансу замовника послуг транспортування без необхідності виконання вимог пунктів 3 та 4 цієї глави, якщо рівень небалансу не буде перевищувати $\pm 15\%$ від номінації/реномінації (включно).

6. Замовник послуги транспортування зобов'язаний контролювати розмір власного добового небалансу (з наростаючим підсумком) та завчасно здійснювати відповідні заходи з його усунення, у тому числі за рахунок здійснення (ініціювання) заходів з обмеження чи припинення постачання (транспортування/розподілу) природного газу власним споживачам у разі перевищення ними підтверджених обсягів природного газу.

7. При перевищенні допустимого рівня небалансу, зазначеного у пункті 5 цієї глави, замовником послуги транспортування оператор газотранспортної системи має право застосовувати щодо нього (чи його контрагентів/споживачів) відповідні заходи з обмеженням (припиненням) транспортування природного газу по відповідних точках входу/виходу, у тому числі за рахунок виконання таких дій операторами суміжних систем.

8. У разі якщо за газову добу обсяг природного газу, переданого замовником послуг транспортування у точках входу, становить "0", а обсяг отриманих замовником послуг транспортування у точках виходу відрізняється від "0", то добовий небаланс становить 100% обсягу, отриманого у точках виходу.

3. Місячний небаланс замовника послуг транспортування

1. Оператор газотранспортної системи визначає місячний небаланс для кожного місяця як різницю між обсягом природного газу, який замовник послуг транспортування передав у точках

входу і отримав з газотранспортної системи у точках виходу (у тому числі щодо власних споживачів) за цей газовий місяць.

2. Місячний небаланс розраховується оператором газотранспортної системи до 10-го числа наступного місяця на підставі фактичних даних, одержаних у процесі алокації, яку здійснює оператор газотранспортної системи, а також алокацій, одержаних від операторів суміжних газотранспортних систем, операторів газорозподільних систем, операторів газосховищ, газовидобувних підприємств або прямих споживачів.

3. У разі позитивного значення місячного небалансу замовник послуг транспортування до 12-го числа наступного місяця:

здійснює продаж природного газу в розмірі небалансу іншим замовникам послуг транспортування;

здійснює закачування газу в обсязі місячного небалансу природного газу або його залишків шляхом подання оператору газосховища балансуєчої номінації за цей газовий місяць.

4. У разі негативного значення небалансу замовник послуг транспортування до 12-го числа наступного місяця:

здійснює купівлю природного газу в інших замовників послуг транспортування;

здійснює відбір природного газу шляхом подання оператору газосховища балансуєчої номінації для врегулювання остатнього небалансу за цей газовий місяць.

5. У разі підтвердження достатніх обсягів газу для покриття місячного небалансу у замовника послуг транспортування оператор газосховища здійснює балансуєчу алокацію та надсилає її до оператора газотранспортної системи 12-го числа наступного місяця.

6. Замовники послуг транспортування після проведення заходів, передбачених пунктами 3 - 5 цієї глави, для врегулювання місячного небалансу оформлюють, підписують та скріплюють печатками додаткові акти приймання-передачі і коригуючі реєстри та надсилають оператору газотранспортної системи в строк до 12-го числа наступного місяця.

7. Місячний небаланс, який виник у замовника послуг транспортування та не був врегульований в строк до 12-го числа наступного місяця, врегулюється оператором газотранспортної системи за рахунок таких заходів:

1) при позитивному місячному небалансі - оператор надсилає оператору газосховища інформацію про замовника послуг транспортування, що має позитивний небаланс, та обсяг небалансу, а оператор газосховища проводить закачування природного газу (у тому числі шляхом заміщення) в обсязі небалансу та оформлення його в односторонньому порядку. У випадку відсутності у замовника послуг транспортування діючого договору зберігання природного газу замовник послуг транспортування зобов'язаний в строк до 14-го числа наступного місяця укласти з оператором газосховища договір зберігання;

2) при негативному місячному небалансі - за рахунок надання послуг балансування.

8. До усунення замовником послуг транспортування місячного небалансу відповідно до вимог пункту 7 цієї глави, а також вартості послуг балансування оператор газотранспортної системи відмовляє у прийнятті від такого замовника послуг транспортування номінацій на поточний та наступні газові періоди та повідомляє операторів суміжних систем про неможливість прийняття номінацій від цього замовника на поточний та наступні газові періоди. Додатково оператор газотранспортної системи повідомляє про це постачальника "останньої надії" чи відповідного постачальника зі спеціальними обов'язками (за його наявності), а замовник послуг транспортування власного - споживача (споживачів) у порядку, визначеному Правилами постачання природного газу.

9. Замовник послуг транспортування не відповідає за небаланс, якщо це спричинено діями оператора газотранспортної системи та/або форс-мажорними обставинами.

4. Послуги балансування та порядок розрахунків

1. Розрахунок вартості послуг балансування (ПБ), що були надані замовнику послуг транспортування за місяць, проводиться оператором газотранспортної системи після закінчення газового місяця на підставі даних про місячний небаланс замовника послуг транспортування відповідно до договору транспортування природного газу.

2. Базова ціна газу (БЦГ) - ціна, яка формується протягом розрахункового періоду оператором газотранспортної системи на основі витрат на закупівлю природного газу, транспортування та його зберігання. Оператор газотранспортної системи визначає БЦГ щомісяця в строк до 10-го числа місяця та розміщує відповідну інформацію на своєму веб-сайті.

3. Підставою для проведення розрахунку послуг з балансування є дані, визначені у звіті про надані послуги з транспортування.

4. Оператор газотранспортної системи до 14-го числа наступного місяця надає замовнику послуг транспортування звіт про надані послуги та рахунок на оплату. Замовник послуг транспортування повинен здійснити оплату у строк, що не перевищує 5 банківських днів.

5. У разі невиконання замовниками положень пункту 4 цієї глави нерегульовані обсяги небалансу, які виникли у замовника послуг транспортування (постачальника) у віртуальних точках виходу до газорозподільної системи, вважаються обсягами небалансу відповідного оператора газорозподільної системи. Положення цього пункту не стосуються замовників послуг транспортування (постачальника), які поставляють виробникам теплової енергії в рамках виробництва теплової енергії для релігійних організацій та надання послуг з опалення та постачання гарячої води населенню.

5. Розпорядження коштами, які отримав оператор газотранспортної системи за надані послуги з балансування

1. Оператор газотранспортної системи веде окремий бухгалтерський облік діяльності, пов'язаної з наданням послуг з балансування.

2. Кошти, отримані за надані послуги з балансування, можуть використовуватись оператором газотранспортної системи виключно на забезпечення балансування системи.

3. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний надавати Регулятору інформацію щодо діяльності, пов'язаної з наданням послуг з балансування, в обсягах та формах, установлених Регулятором.

XV. Правила регулювання перевантажень

1. Загальні умови

1. Оператор газотранспортної системи вживає всіх необхідних заходів для забезпечення надання максимального обсягу потужності газотранспортної системи для потреб замовників послуг транспортування.

2. Оператор газотранспортної системи в рамках процедури управління перевантаженнями має право на одержання доступу до потужності в фізичних точках входу/виходу на міждержавних з'єднаннях, що була розподілена замовникам послуг транспортування, яка не використовується ними та спричиняє договірне перевантаження газотранспортної системи. При цьому оператор газотранспортної системи має право запропонувати на добу наперед на переривистій основі іншим замовникам послуг транспортування потужність, що була розподілена замовникам послуг транспортування, але не використовується ними.

2. Процедура регулювання перевантажень у разі виникнення договірних перевантажень

1. Оператор газотранспортної системи здійснює поточну оцінку використання розподіленої потужності, враховуючи фактично надані транспортні послуги в рамках укладених договорів транспортування, прийнятих заявок на розподіл потужності, укладених угод про взаємодію та договорів приєднання. Метою проведення поточної оцінки є запобігання можливості блокування потужності в газотранспортній системі та виникнення договірних перевантажень.

2. Якщо під час розгляду нової заявки на розподіл потужності виявиться, що відсутня вільна потужність, а в рамках договорів транспортування природного газу, які виконувалися досі, існують розподілені, але не використані потужності, то оператор газотранспортної системи звертається до замовника послуг транспортування, який використовує менше 80 % розподіленої потужності газотранспортної системи протягом 6 місяців, з вимогою відмовитися протягом 30 днів від права на потужність, якою він не користується.

3. Замовник послуг транспортування, за винятком оператора газорозподільної системи, газовидобувного підприємства, прямого споживача та оператора газосховища, оператора установки LNG, може здійснювати відчуження потужності, що не використовується.

4. Якщо внаслідок зміни умов розподілу потужності або оголошення про відмову від неї у газотранспортній системі з'явиться вільна гарантована потужність, оператор газотранспортної системи пропонує до цієї потужності замовникам послуг транспортування, які використовують переривчасту потужність.

5. З метою спрощення процедури відчуження потужності, що не використовується, оператор газотранспортної системи розміщує на своєму веб-сайті інформацію про потужності, що пропонуються для відчуження.

6. У разі наміру відчуження потужності, що не використовується, замовник послуг транспортування направляє оператору газотранспортної системи пропозицію згідно із зразком, розміщеним на веб-сайті оператора газотранспортної системи, що містить:

дані замовника послуг транспортування, зокрема: найменування /П. І. Б., (для фізичної особи - підприємця), ЄІС-код;

контактні дані замовника послуг транспортування;

назву та позначення фізичних точок входу і виходу, яких стосується пропозиція;

пропоновану потужність;

дату, з якої пропонується надання доступу до потужності, та період, у якому пропонується надання доступу до потужності, який повинен охоплювати повні газові місяці, а початок повинен припадати на перше число газового місяця;

строк чинності пропозиції.

7. Пропозиція надсилається в електронній формі на електронну адресу оператора газотранспортної системи не пізніше ніж за п'ятнадцять днів перед датою, від якої пропонується продаж потужності.

8. У разі якщо пропозиція не відповідає вимогам пункту 6 цієї глави, оператор газотранспортної системи зберігає за собою право не розміщувати пропозицію, одночасно повідомляючи про це замовника послуг транспортування в електронній формі на електронну адресу, вказану в заяві.

9. Оператор газотранспортної системи не відповідає за зміст розміщених пропозицій.

10. Після закінчення строку чинності пропозиції оператор газотранспортної системи вилучає пропозицію з переліку потужностей, запропонованих до продажу.

11. У разі відчуження потужності, що не використовується на користь замовника послуг транспортування, з яким оператор газотранспортної системи має укладений договір транспортування та розподіл потужності, застосовується нижчезазначена процедура:

1) замовник послуг транспортування, який відчужує потужність, надсилає оператору газотранспортної системи підписану заявку про відчуження потужності, яка містить відомості про фізичні точки входу або виходу, в яких потужність буде відчужуватись, а також розмір потужностей у цих фізичних точках згідно зі зразком, розміщеним на веб-сайті оператора газотранспортної системи;

2) замовник послуг транспортування, який набуває право користування потужністю, надсилає оператору газотранспортної системи підписані додатки про зміну розподілу

потужності для відповідних фізичних точок входу і виходу з врахуванням вказаних обсягів потужностей в цих фізичних точках;

3) вищезазначені документи надсилаються оператору газотранспортної системи в електронній формі на електронну адресу, а також рекомендованим листом.

12. У разі відчуження потужності, що не використовується, на користь суб'єкта, у якого відсутній укладений з оператором газотранспортної системи договір транспортування, суб'єкт, який купує потужності, зобов'язаний укласти договір транспортування та направити оператору газотранспортної системи:

1) підписану замовником послуг транспортування, який відчужує потужність, заяву про відчуження потужності, яка містить відомості про фізичні точки входу або виходу, в яких потужність буде перепродана, а також розмір потужностей у цих фізичних точках згідно зі зразком, розміщеним на веб-сайті оператора газотранспортної системи;

2) заяву про розподіл потужності, підписану суб'єктом, який купує потужності;

3) підписаний замовником послуг транспортування, який відчужує потужність, додаток, що змінює розподіл потужності та визначає фізичні точки входу або виходу разом з новими договірними потужностями в цих точках, з урахуванням обсягів потужностей, що відчужуються в цих точках.

13. Оператор газотранспортної системи здійснює перевірку заяви про розподіл потужності. У разі відсутності підстав у відмові в розподілі потужності оператор газотранспортної системи узгоджує новий розподіл потужності із суб'єктом, який купує потужність, а також додаток до договору транспортування, що змінює розподіл потужності, із замовником послуг транспортування, який відчужує потужність.

14. Дії оператора газотранспортної системи, пов'язані з процедурою управління договірними перевантаженнями, є безкоштовними.

3. Управління фізичними перевантаженнями газотранспортної системи

1. Фізичні перевантаження можуть виникнути в газотранспортній системі у зв'язку з:

обмеженою потужністю газотранспортної системи або технологічних об'єктів газотранспортної системи;

обмеженою можливістю зберігання оператором газотранспортної системи природного газу в газотранспортній системі, а також в газосховищах;

технологічними обмеженнями потужності відбору та закачування природного газу з/в газосховища (газосховищ), якими користується оператор газотранспортної системи;

необхідністю утримувати мінімальні тиски у точках виходу з газотранспортної системи;

необхідністю утримувати стабільні параметри якості природного газу в газотранспортній системі;

проведенням робіт у газотранспортній системі або в суміжних системах;

виникненням аварії або надзвичайної ситуації;

діями або бездіяльністю замовника послуг транспортування, їх постачальників або споживачів, які не відповідають положенням Кодексу або договору транспортування;

незбалансованістю величин поставок і відборів природного газу;

необхідністю дотримання ефективних режимів транспортування газу.

2. Дії оператора газотранспортної системи, які дозволяють уникнути можливості виникнення перевантажень:

на етапі розгляду заяв про розподіл потужності оператор газотранспортної системи аналізує можливість виконання нових договорів таким чином, щоб вони не спричинили зниження рівня

безпеки транспортування, а також обсягу природного газу, який подається до вже існуючих замовників послуг транспортування;

у разі якщо існують технічні можливості надання газотранспортних послуг оператор газотранспортної системи надає вільну гарантовану потужність згідно з положеннями Кодексу;

у разі відсутності можливості надання послуг транспортування природного газу на безперервних засадах оператор газотранспортної системи визначає та пропонує транспортні послуги на переривистих засадах;

на вимогу заінтересованого суб'єкта підготовлює інформацію про необхідний обсяг дій щодо реконструкції газотранспортної системи з метою збільшення її потужності, за підготовку якої оператор газотранспортної системи стягує плату відповідно до витрат на їх підготовку;

з метою запобігання виникненню перевантажень оператор газотранспортної системи співпрацює з операторами суміжних систем;

планує та виконує модернізацію газотранспортної системи;

укладає договори транспортування природного газу, які включають положення, що стосуються процедури врегулювання перевантаженнями у разі невикористання розподіленої потужності;

експлуатує газотранспортну систему, а також управляє в спосіб, що зменшує ймовірність виникнення перевантажень;

планує роботи в газотранспортній системі таким чином, щоб не створювати обмежень, а якщо встановлення обмежень у зв'язку з роботами, що провадяться, є необхідним, докладає усіх зусиль, щоб наслідки були мінімальними;

розробляє і впроваджує план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій;

стягує із замовника послуг транспортування додаткову оплату за перевищення потужності відповідно до договору транспортування.

3. Якщо після використання заходів, визначених у цьому розділі, оператор газотранспортної системи не має змоги збалансувати обсяги надходжень і відбору природного газу, він може обмежити замовника послуг транспортування, який спричинить ситуацію недобору або надлишку природного газу в газотранспортній системі, у такому:

1) прийнятті природного газу для транспортування в точках входу (у ситуації надлишку природного газу в газотранспортній системі);

2) одержанні природного газу з газотранспортної системи у точках виходу (у ситуації недобору (зменшення) природного газу в газотранспортній системі).

4. Оператор газотранспортної системи, запроваджуючи обмеження, передає замовнику послуг транспортування інформацію про термін початку обмежень, очікуваний час їх тривалості, а також про максимальні обсяги для транспортування або відбору природного газу за годину та за добу в/з газотранспортної системи в цій точці.

5. Запроваджені оператором газотранспортної системи обмеження виконуються замовником послуг транспортування на підставі інформації, переданої оператором газотранспортної системи, шляхом обмеження надходжень або відбору природного газу до/з газотранспортної системи.

6. Витрати, пов'язані з обмеженням (припиненням) обсягу природного газу, що транспортується, а також відновленням транспортування договірних обсягів природного газу, несе замовник послуг транспортування.

7. Період обмеження, запроваджений до замовника послуг транспортування, не впливає на одержану оператором газотранспортної системи плату за транспортні послуги.

XVI. Правила обміну інформацією, пов'язаною з виконанням угод, балансуванням та управлінням перевантаженнями

1. Загальні умови

1. Система обміну інформацією (COI) служить для обміну відомостями, пов'язаними з наданням газотранспортних послуг, між оператором газотранспортної системи та замовниками послуг транспортування.

2. Електронний обмін інформацією, пов'язаною з виконанням угод про взаємодію, технічних угод та договорів транспортування, повинен бути заснований на стандарті електронного обміну документів (EDI) у версії, розробленій для газової промисловості під назвою "EDIG@S" (описаний в документі Edig@s Message Implementation Guidelines, доступ до якого надається на сторінці <http://www.edigas.org>). У якості проміжного рішення для обміну даними можуть бути використані формати xls,xlsx. Також сторони можуть узгодити такі протоколи комунікацій: e-mail, або FTP, або AS2. Протокол AS2 може бути застосований для комунікації у разі наявності технічних можливостей в обох сторін для обміну інформацією у загальноєвропейському стандарті Edig@s.

3. Детальні вимоги до формату файлів зазначаються на веб-сайті оператора газотранспортної системи. Відповідальною за форму та інформаційний зміст документів є сторона, яка формує та/або надсилає документ.

4. Обмін файлами відбувається з використанням електронної пошти або Інтернету.

5. Оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, а також замовник послуг транспортування забезпечують збереження та цілісність файлів, які пересилаються.

2. Відомості, які розміщуються та надсилаються оператором газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи розміщує на веб-сайті відомості, визначені положеннями Закону України "Про ринок природного газу", зокрема:

перелік послуг, що надаються таким оператором, інформацію про тарифи та інші умови надання таких послуг, включаючи технічні умови для отримання доступу та приєднання до газотранспортної системи;

методологію визначення тарифів на послуги з транспортування природного газу для точок входу і точок виходу та методологію визначення плати за приєднання до газотранспортної системи;

кількісні показники обсягів технічної потужності, потужності, право користування якою було надано замовникам згідно з чинними договорами транспортування, та вільної потужності газотранспортної системи у розрізі точок входу та точок виходу;

дані про плановані та фактичні обсяги природного газу, що переміщуються газотранспортною системою, в обсязі, що знаходиться у розпорядженні такого оператора.

2. Оператор газотранспортної системи розміщує на веб-сайті схему газотранспортної системи разом з переліком точок входу і виходу.

3. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовників послуг транспортування про всі події, які можуть мати вплив на надання послуг транспортування природного газу, а також на роботу суміжних систем, у тому числі про зміни термінів робіт, а також про терміни незапланованих раніше робіт, шляхом розміщення інформації на своєму веб-сайті та за допомогою системи обміну інформацією COI.

4. Оператор газотранспортної системи надає відомості, які стосуються номінацій та реномінацій, одержаних від замовників послуг транспортування, з метою підтвердження можливості їх виконання в системі відповідно до положень цього Кодексу.

5. Оператор газотранспортної системи надсилає замовнику послуг транспортування електронною поштою до 15.00 години UTC (17:00 за київським часом) для зимового періоду та

до 14:00 години UTC (17:00 за київським часом) для літнього періоду наступної газової доби такі розрахункові дані, які стосуються газової доби транспортування:

1) відомості про різницю між добовими обсягами природного газу в підтверджених номінаціях та обсягами природного газу, завантаженого та одержаного в окремих точках входу і виходу;

2) розрахунковий добовий небаланс.

Рівень відомостей, що направляються, буде відповідати рівню відомостей, якими володіє оператор газотранспортної системи.

6. Оператор газотранспортної системи надсилає замовнику послуг транспортування електронною поштою до 10 числа наступного місяця такі дані:

добові обсяги завантаженого та одержаного природного газу в окремих точках входу і виходу;

сукупні обсяги природного газу, які містяться в підтверджених номінаціях для точок входу і виходу, протягом газового місяця;

сукупні обсяги природного газу, завантаженого та одержаного у точках входу і виходу, протягом газового місяця;

місячний небаланс.

7. Оператор газотранспортної системи надсилає оператору газорозподільної системи, прямому споживачу в строк до 08:00 години UTC (10:00 за київським часом) для зимового періоду та до 07:00 години UTC (10:00 за київським часом) для літнього періоду наступної газової доби інформацію про щоденні обсяги природного газу, виміряні для точок виходу, необхідні для проведення процедури алокації.

8. Відомості передаються у форматах, визначених оператором газотранспортної системи.

3. Відомості, які передають оператору газотранспортної системи оператори суміжних систем, газовидобувні підприємства, прямі споживачі, замовники послуг транспортування

1. Оператор газорозподільної системи передає оператору газотранспортної системи:

відомості про результати технічної перевірки відповідності номінації та реномінації;

відомості про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування;

інформацію про виникнення перебоїв у системі оператора газорозподільної системи, які можуть вплинути на умови відбору природного газу в точках виходу з газотранспортної системи, із зазначенням причин виникнення перебоїв, очікуваного часу їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання до системи оператора газотранспортної системи, значення параметрів, які не виконують договірних умов, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

ЕІС-коди, що були присвоєні споживачам, підключеним до газорозподільної системи відповідного оператора, та відповідні ЕІС-коди їхніх точок комерційного обліку (за необхідності).

Такі дані надсилаються оператору газотранспортної системи в електронній формі у вигляді файлів у форматі та за формою і інформаційним змістом документів, визначеним оператором газотранспортної системи.

Оператор газорозподільної системи повідомляє диспетчерські служби оператора газотранспортної системи про аварії в газорозподільній системі, які мають або можуть мати вплив на функціонування газотранспортної системи, протягом однієї години від їх виникнення.

2. Оператор газосховища передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються відповідності номінації або реномінації на точках входу/виходу, пов'язаних з газосховищами;

відомості про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування, відповідно до положень цього Кодексу;

дані, які стосуються обсягу природного газу, одержаного та завантаженого за попередню добу, а також стан діючої місткості газосховищ за попередню газову добу до 10:00 години кожної доби;

відомості про виникнення перебоїв у роботі газосховищ, які можуть вплинути на умови співпраці цих установок з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання до системи оператора газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

відомості про заплановані роботи в газосховищах, які можуть вплинути на умови співпраці газосховищ з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

3. Оператор установки LNG передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках входу від оператора установки LNG;

відомості про виникнення перебоїв у роботі газових мереж оператора установки LNG, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

відомості про заплановані роботи в газових мережах оператора установки LNG, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

4. Газовидобувне підприємство передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках входу від газовидобувного підприємства;

відомості про виникнення перебоїв у роботі газових мереж газовидобувного підприємства, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

відомості про заплановані роботи в газових мережах газовидобувного підприємства, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

5. Прямий споживач передає оператору газотранспортної системи відомості:

що стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках виходу до прямого споживача;

про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування, відповідно до положень цього Кодексу;

про виникнення перебоїв у роботі газових мереж прямого споживача, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

про заплановані роботи в газових мережах прямого споживача, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

6. Замовник послуг транспортування передає оператору газотранспортної системи:

інформацію про планові (замовлені) обсяги транспортування природного газу відповідно до положень глави 2 розділу VIII цього Кодексу;

номінації та реномінації обсягів транспортування природного газу відповідно до положень цього Кодексу;

відомості щодо перебоїв на стороні споживача та/або постачальників замовника послуг транспортування, які можуть вплинути на умови роботи газотранспортної системи, у тому числі про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, значення параметрів, які не відповідають договірним умовам, надання відповідних реномінацій на обсяги, які змінюються через появу перебоїв;

для точок входу та точок виходу до/з газотранспортної системи у підключеннях до газотранспортних систем сусідніх країн (міждержавних з'єднань) щочетверга не пізніше 10:00 години ранку прогноз стосовно щоденних обсягів природного газу, що буде подано для транспортування кожної газової доби наступного тижня, строком з понеділка по неділю.

XVII. Правила поведінки на випадок виникнення зб оів у роботі газотранспортної системи та порушення безпеки постачання природного газу

1. Загальні умови

1. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації, яка викликає загрозу безпеці функціонування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи негайно вживає заходів, які мають на меті усунення аварійної ситуації, а також поновлення належної роботи газотранспортної системи відповідно до Національного плану дій, Плану локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (далі - ПЛАС), розробленого відповідно до вимог Закону України "Про об'єкти підвищеної небезпеки", Кодексу цивільного захисту України та чинного законодавства.

2. У разі виникнення кризової ситуації або якщо існує загроза безпеці населення, небезпека руйнування газотранспортної системи, газосховища чи загроза цілісності газотранспортної системи оператор газотранспортної системи вживає заходів, передбачених у правилах про безпеку постачання природного газу та Національному плані дій.

3. Оператор газотранспортної системи негайно має повідомити замовників послуг транспортування, прямих споживачів, операторів газорозподільних систем, оператора LNG про виникнення аварії, надзвичайної ситуації або кризової ситуації, яка може впливати на роботу їх пристроїв, установок або мереж, зокрема про очікуваний час тривалості та період обмежень у транспортуванні природного газу.

4. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації оператор газотранспортної системи має право не приймати у точках входу для транспортування природний газ або не транспортувати природний газ у точки виходу, якщо це може спричинити загрозу безпеці функціонування газотранспортної системи, здоров'ю або життю людей, природному середовищу або шкоду майну.

5. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації в газовій мережі прямого споживача, газовидобувного підприємства, оператора газорозподільної системи, оператора газосховищ, оператора LNG, яка може спричинити обмеження в доставці або одержанні природного газу, сторона договору транспортування природного газу, яка перша отримує таку інформацію, зобов'язана негайно повідомити іншу сторону про цей факт. Замовник послуг транспортування зобов'язаний негайно повідомити оператора газотранспортної системи про очікуваний час тривалості та обсяг обмежень.

6. В аварійній або кризовій ситуації замовник послуг транспортування зобов'язаний співпрацювати з оператором газотранспортної системи.

7. Реагування на надзвичайні ситуації та ліквідація їх наслідків здійснюються оператором газотранспортної системи відповідно до вимог розділу VI Кодексу цивільного захисту України.

XVIII. Параметри технічної та вільної потужності в газотранспортній системі та їх публічність

1. Порядок розрахунку величини технічної та вільної потужності в газотранспортній системі

1. Величина технічної (пропускної) потужності в певній точці виходу/входу газотранспортної системи визначається як максимально можливе перетікання об'єму природного газу за стандартних умов у цій точці з урахуванням одночасності роботи газоспоживаючого обладнання, цілісності системи та вимог щодо її експлуатації. Величина технічної потужності відображає максимальний обсяг потужності в певній точці виходу/входу газотранспортної системи, право користування якою оператор газотранспортної системи може надати замовникам послуги транспортування та/або іншим суб'єктам ринку природного газу, об'єкти яких підключені до газотранспортної системи, з гарантією реалізації такого права.

2. Визначення технічної (пропускної) потужності газотранспортної системи в певній точці виходу/входу здійснюється на підставі чинної проектної документації шляхом гідравлічного розрахунку газопроводу, що виконується, у порядку, визначеному "Общесоюзными нормами технологического проектирования. Магистральные трубопроводы" (ОНТП 51-1-85), затвердженими наказом Міністерства газової промисловості СРСР від 29 жовтня 1985 року № 255.

3. Величина вільної потужності для забезпечення нових приєднань (резервної потужності) у певній точці виходу/входу газотранспортної системи визначається як різниця між технічною потужністю в цій точці виходу/входу та величиною потужності, яка замовлена по цій точці технічними умовами та договорами на приєднання. Величина вільної потужності для забезпечення нових приєднань (резервної потужності) є частиною технічної потужності, право користування якою ще не закріплено технічними умовами і договорами на приєднання.

4. Величина вільної потужності для забезпечення транспортування природного газу, належного замовнику послуги транспортування через певну точку входу/виходу газотранспортної системи, визначається як різниця між технічною (пропускною) потужністю в цій точці входу/виходу та законтракованими об'ємами (обсягами) природного газу всіма замовниками послуги транспортування. Величина вільної потужності для забезпечення транспортування природного газу газотранспортної системи є частиною технічної потужності, право користування якою ще не закріплено технічними умовами і договорами транспортування природного газу та не використовується в повному обсязі замовниками послуг транспортування.

2. Порядок опублікування параметрів потужності в газотранспортній системі

1. Оператори газотранспортної системи зобов'язані на власному веб-сайті в мережі Інтернет оприлюднювати інформацію про величини технічної та вільної потужності, у тому числі вільної потужності для забезпечення нових приєднань (величини резервної потужності).

2. Інформація має містити величини технічної та вільної (резервної) потужності в розрізі календарних місяців, включаючи дані попередніх трьох років, та на регулярній основі оновлюватися щомісяця. Дані щодо газорозподільної станції мають містити диспетчерську назву газорозподільної станції з прив'язкою до населеного пункту.

3. Зазначена інформація не є вихідними даними для проектування газових мереж, а також для проведення взаєморозрахунків та може використовуватися виключно для попереднього оцінювання перспектив та ризиків.

4. Замовники приєднання та замовники послуги транспортування чи інші суб'єкти ринку природного газу, об'єкти яких підключені до газотранспортної системи, мають право звернутися до оператора газотранспортної системи з метою роз'яснення інформації, розміщеної на веб-сайті оператора газотранспортної системи.

5. За зверненням вищезазначених замовників чи суб'єктів ринку природного газу оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом 5 (п'яти) робочих днів надати інформацію щодо величин технічної та/або вільної потужності в певній фізичній точці входу/виходу газотранспортної системи, визначеній замовником (суб'єктом ринку природного газу). При цьому інформація щодо величин потужності на газорозподільній станції надається на безоплатній основі, інформація щодо величин потужності в іншій фізичній точці виходу/входу газотранспортної системи надається протягом зазначеного терміну після сплати послуги оператора газотранспортної системи з гідравлічного розрахунку в зазначеній фізичній точці входу/виходу.

XIX. Порядок про ведення аукціонів розподілу потужності на міждержавних з'єднаннях

1. Загальні умови

1. Процедура розподілу потужностей в рамках аукціону застосовується у випадках, передбачених пунктом 9 глави 5 розділу IX цього Кодексу.

У випадку відсутності вільної потужності у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях аукціони не проводяться.

2. Аукціон розподілу потужності проводиться на визначених оператором газотранспортної системи аукціонних платформах, про що оператор газотранспортної системи повідомляє на власному веб-сайті.

Організація проведення аукціонів на аукціонній платформі здійснюється в рамках договірних відносин між оператором газотранспортної системи і адміністратором аукціонної платформи.

Оператор газотранспортної системи на власному веб-сайті публікує інструкції з роботи аукціонних платформ українською та англійською мовами.

3. Право на участь в аукціоні має будь-який замовник послуг транспортування, який дотримується вимог цього розділу та не має простроченої заборгованості перед оператором газотранспортної системи за раніше надані послуги.

4. Для отримання статусу учасника аукціону замовник послуг транспортування зобов'язаний:

1) здійснити безкоштовну реєстрацію на аукціонній платформі відповідно до інструкції роботи аукціонної платформи;

2) надати оператору газотранспортної системи аукціонний внесок або аукціонне зобов'язання не пізніше ніж за один робочий день до початку аукціону розподілу потужності.

Надання банківської гарантії, виданої банком, щодо якого Національний банк України прийняв рішення про віднесення до категорії проблемного або неплатоспроможного, не є належним аукціонним зобов'язанням.

Строк дії аукціонного зобов'язання повинен закінчуватись не раніше ніж через 7 робочих днів після закінчення аукціону.

Учасник аукціону самостійно визначає необхідний розмір аукціонного внеску або аукціонного зобов'язання.

Якщо під час проведення аукціону добуток ставки (заявленого обсягу потужності під час аукціону) на період користування цією потужністю та аукціонної надбавки у відповідному раунді перевищує розмір аукціонного внеску або аукціонного зобов'язання учасника аукціону, оператор газотранспортної системи або адміністратор платформи повідомляє про це учасника

аукціону та у разі невжиття учасником аукціону заходів із зменшення ставки (заявленого обсягу потужності під час аукціону) відмовляє в прийнятті ставки.

5. Учасникам аукціону пропонується доступ до потужності у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях.

У випадку, якщо між операторами газотранспортних систем України та сусідньої держави укладено угоду, в якій передбачено надання одночасного доступу до міждержавних з'єднань цих операторів, учасникам аукціону пропонується потужності на вході в газотранспортну систему оператора газотранспортної системи, об'єднані з потужністю на виході від оператора суміжної газотранспортної системи, або потужності на виході з газотранспортної системи оператора газотранспортної системи, об'єднані з потужністю на вході від оператора суміжної газотранспортної системи.

6. Обсяг вільної потужності, яка реалізується за допомогою аукціону, визначається оператором газотранспортної системи відповідно до положень цього розділу.

Повідомлення про проведення аукціону, обсяг вільної потужності, яка реалізується за допомогою аукціону, та розміри великого і малого цінових кроків публікуються на веб-сайті оператора газотранспортної системи в мережі Інтернет та на веб-сайті аукціонної платформи в мережі Інтернет до 17 лютого для річної потужності, до 10 травня для квартальної потужності на наступний рік, за 5 днів до проведення аукціону для місячної і квартальної потужності на поточний рік.

7. Оператор газотранспортної системи забезпечує:

інформаційну підтримку всім учасникам аукціону щодо роботи з аукціонною платформою; складання та оприлюднення графіків проведення аукціонів відповідно до вимог цього кодексу;

визначення розмірів малого і великого цінових кроків;

конфіденційність інформації про учасників аукціону та їх аукціонні внески або аукціонні зобов'язання;

здійснення розподілу потужності за результатами аукціону.

8. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний забезпечити відповідність проведення аукціонів положенням цього розділу.

9. Аукціони відбуваються з 08:00 UTC (10:00 за київським часом) до 17:00 UTC (19:00 за київським часом) для зимового часу або з 07:00 UTC (10:00 за київським часом) до 16:00 UTC (19:00 за київським часом) для літнього часу.

10. Алгоритм проведення аукціону визначений главою 3 цього розділу.

11. Учасники аукціону мають право брати участь у одному або декількох аукціонах по кожній фізичній точці, по яких проводяться аукціони розподілу потужності.

12. Узагальнені результати аукціону публікуються оператором газотранспортної системи не пізніше наступного робочого дня після закриття аукціону на своєму веб-сайті.

13. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний в строк до 3 робочих днів після оголошення результатів аукціону на веб-сайті оператора газотранспортної системи повернути в повному обсязі аукціонний внесок учаснику аукціону, якому за результатами аукціону не були розподілені потужності.

14. Доступ до потужностей, розподілених у рамках аукціону, отримують учасники аукціону виключно за результатами проведеного аукціону, передбаченого цим розділом, та відповідно до процедури розподілу потужностей, визначених у розділі IX цього Кодексу.

15. Учасник аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, зобов'язаний у строк до 2 робочих днів після оголошення результатів аукціону здійснити оплату аукціонної премії грошовими коштами.

Розмір аукціонної премії визначається як добуток обсягу потужності (до якої за результатами аукціону надано доступ) на період користування цією потужністю та аукціонної надбавки.

Оплата аукціонної премії може здійснюватись учасником аукціону за рахунок аукціонного внеску, який було надано оператору газотранспортної системи перед початком аукціону.

У випадку порушення строків оплати аукціонної премії її розмір стягується в односторонньому порядку оператором газотранспортної системи за рахунок аукціонного внеску або аукціонного зобов'язання.

Після здійснення оплати аукціонної премії оператор газотранспортної системи в строк до 2 робочих днів повертає учаснику аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, залишок його аукціонного внеску.

16. У випадку відмови учасника аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, від розподілу потужності аукціонна премія не повертається.

На цей обсяг потужностей може бути проведено додатковий аукціон, про що оператор газотранспортної системи повідомляє на власному веб-сайті.

17. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний використовувати аукціонну премію виключно як джерело для компенсації витрат на оплату послуг адміністратора аукціонної платформи та/або фінансування плану розвитку газотранспортної системи.

18. Мовою проведення аукціонів, листування та діловодства є українська або англійська.

2. Визначення обсягів потужностей, які пропонуються на аукціоні

1. Обсяг вільної потужності, яка реалізується за допомогою аукціону, визначається оператором газотранспортної системи.

2. Оператор газотранспортної системи пропонує на аукціоні розподілу потужності на річні періоди вільну потужність на найближчі 15 років.

Вільна потужність, що пропонується на аукціоні розподілу потужності на річні періоди (P), дорівнює:

$$P = A - B - C + D,$$

де A - технічна потужність фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

B - частина обсягу технічної потужності фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях, яка має бути доступною для квартальних періодів протягом газового року згідно з пунктом 4 глави 2 розділу IX цього Кодексу;

C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди;

D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

3. Вільна потужність, що пропонується на аукціоні розподілу потужності на квартальні періоди (K), розраховується як:

$$K = A - C + D,$$

де A - технічна потужність фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди;

D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

4. Доступ до потужностей, які пропонуються на аукціоні на місячні періоди (М), має дорівнювати:

$$M = A - C + D,$$

де А - технічна потужність фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

С - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди;

D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

3. Алгоритм проведення аукціону

1. Під час проведення аукціонів на річні, квартальні і місячні періоди учасники подають ставки на розподіл потужності в кожному раунді аукціону.

2. Перший раунд аукціону починається зі стартової ціни аукціону і триває протягом 3 годин. Наступні раунди тривають протягом 1 години. Перерва між раундами триває 1 годину.

3. Ставка приймається до розгляду, якщо вона надається учасником аукціону і відповідає положенням цього розділу.

4. Ставка учасника аукціону має містити:

ідентифікаційні дані учасника аукціону (дані, які присвоюються учаснику аукціону адміністратором платформи при реєстрації);

точку входу/виходу та напрямок, що стосується поданої ставки;

обсяг потужності, яку учасник аукціону хоче отримати відповідно до вимог цього розділу, але не більше ніж обсяг потужності, яка пропонується до розподілу на аукціоні.

5. Учасник аукціону зобов'язаний взяти участь в першому раунді аукціону.

6. Ставки можуть вільно подаватися, змінюватися та відкликатися під час раунду аукціону за умови, що всі заявки відповідають вимогам пунктів 7, 8 цієї глави. Після закриття відповідного раунду аукціону зміни або скасування ставок не приймаються і ставки є обов'язковими для виконання учасниками аукціону.

7. Ставка учасника аукціону на розподіл потужностей в будь-якому раунді аукціону з великим або малим ціновим кроком не повинна перевищувати ставку в попередньому раунді аукціону, крім випадків, передбачених пунктами 14, 15 цієї глави.

8. Розміри великого цінового кроку і малого цінового кроку публікуються разом з оголошенням про проведення аукціону. Малий ціновий крок має бути кратним великому ціновому кроку.

9. Якщо в першому раунді аукціону сумарний обсяг потужностей, поданих учасниками аукціону, менший або дорівнює потужностям, які пропонуються на аукціоні, аукціон закривається.

10. Якщо в першому або наступному раунді аукціону сума ставок учасників аукціону перевищує обсяги потужності, які пропонуються на аукціоні, проводиться наступний раунд аукціону з ціною, яка дорівнює сумі ціни попереднього раунду і великого цінового кроку.

11. Якщо в другому або наступному раунді аукціону сума ставок учасників аукціону дорівнює обсягам потужностей, які пропонуються на аукціоні, аукціон закривається.

12. Якщо в раунді з великим ціновим кроком сума ставок учасників аукціону менша від обсягів потужностей, які пропонуються на аукціоні, проводиться наступний раунд аукціону з переходом на малий ціновий крок. Ціна в цьому раунді визначається як сума малого цінового кроку та ціни в раунді, який передував раунду, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок. Наступні раунди аукціону з малим ціновим кроком проводяться, поки сума ставок учасників

аукціону на потужності буде меншою або дорівнюватиме потужностям, які пропонуються на аукціоні, або у випадках, передбачених пунктом 16 цієї глави.

13. Якщо учасник аукціону брав участь у раунді аукціону, який передував раунду, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок, то цей учасник аукціону має право брати участь в раундах аукціону з малим ціновим кроком.

14. Обсяг потужностей, визначених у ставці учасника аукціону в першому раунді аукціону з малим ціновим кроком, повинен дорівнювати або бути меншим за обсяг, визначений в ставці в раунді, який передував раунду, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок.

15. Обсяг потужностей, визначених у ставці учасника аукціону, в будь-якому раунді аукціонів з малим ціновим кроком повинен дорівнювати або бути більшим за обсяг, визначений в ставці цього учасника аукціону, в раунді, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок.

16. Якщо в останньому раунді з малим ціновим кроком, який передує переходу до раунду аукціону з великим ціновим кроком, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок, сумарний обсяг ставок перевищує запропоновані на аукціоні потужності, то аукціон закривається. У цьому випадку остаточними є ставка і ціна в останньому раунді аукціону з великим ціновим кроком, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок.

17. Після кожного раунду аукціонів сума всіх ставок учасників аукціону публікується протягом години на аукціонній платформі.

18. Ціна, оголошена для останнього раунду аукціону, є ціною аукціону, крім випадків, передбачених пунктом 16 цієї глави.

19. Якщо аукціон не завершився в запланований період часу (згідно з календарем аукціону), він продовжується наступного робочого дня з початковою ціною на рівні останньої ціни аукціону та відповідного цінового кроку.

20. Якщо аукціон не завершився до початку наступного аукціону з розподілу потужностей на аналогічний період (згідно з календарем аукціону), то перший аукціон закривається, а потужність не розподіляється. Зазначена потужність розподіляється на наступному відповідному аукціоні.

{Кодекс доповнено новим розділом XIX згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

**Заступник директора
Департаменту із регулювання
відносин у нафтогазовій сфері**

Т. Рябуха

Публікації документа

- **Офіційний вісник України** від 27.11.2015 — 2015 р., № 92, стор. 378, стаття 3159, код акту 79509/2015