

Утверждено
Постановлением
Административного совета НАРЭ
№ 420/2019 от 22 ноября 2019 г.

КОДЕКС сетей природного газа

Кодекс сетей природного газа транспонирует Регламент (ЕС) № 2015/703 Европейской комиссии от 30 апреля 2015 г. о создании кодекса сети о взаимодействии и правилах обмена информацией, опубликованного в Официальном журнале Европейского союза (JO) № L 113/13 от 1 мая 2015 г., адаптированного Решением № 2018/02/PHLG-EnC Постоянной группы высокого уровня Энергетического Сообщества от 12 января 2018 г. об утверждении Регламента (ЕС) № 2015/703 Европейской комиссии от 30 апреля 2015 г. о создании кодекса сети о взаимодействии и правилах обмена информацией, Регламента (ЕС) № 2017/459 Комиссии от 16 марта 2017 г. о создании сетевого кодекса относительно механизмов выделения мощности в газотранспортных системах и отмены Регламента (ЕС) № 2013/984 опубликованного в Официальном журнале Европейского Союза от 17 марта 2017 г., принятого Решением № 2018/06/PHLG-EnC Постоянной группы высокого уровня Энергетического сообщества от 28 ноября 2018 г. о реализации Регламента (ЕС) № 2017/459 Комиссии от 16 марта 2017 г. о создании сетевого кодекса относительно механизмов выделения мощности в газотранспортных системах и отмены Регламента (ЕС) № 2013/984 и Регламента (ЕС) № 2017/460 Комиссии от 16 марта 2017 г. об установлении сетевого кодекса гармонизированных структур тарифа на транспортировку газа, опубликованного в Официальном журнале Европейского Союза от L 72/29 от 17 марта 2017 года, принятого Решением № 2018/07/PHLG-EnC Постоянной группы высокого уровня Энергетического сообщества от 28 ноября 2018 г. о реализации Регламента (ЕС) № 2017/460 Комиссии от 16 марта 2017 г. об установлении сетевого кодекса гармонизированных структур тарифа на транспортировку газа.

ЧАСТЬ I ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава I ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Раздел 1 Сфера применения

1. Кодекс сетей природного газа (далее – Кодекс) устанавливает правила, обеспечивающие управление эффективным и прозрачным доступом к сетям природного газа.

2. Настоящий Кодекс применяется к точкам межсистемного соединения между системами природного газа Республики Молдова, государствами-членами Европейского союза (далее – государства-члены ЕС) и Договаривающимися сторонами Договора об учреждении Энергетического сообщества (далее – Договаривающиеся стороны). Этот

Кодекс может применяться в пунктах входа или выхода в третьи страны в соответствии с решением Национального Агентства по регулированию в энергетике (далее – Агентства).

3. Настоящий Кодекс применим ко всем системным операторам и пользователем системы, в том числе в связи с трансграничными сделками.

4. Настоящий Кодекс устанавливает правила, касающиеся:

- 1) эксплуатации передающих и распределительных сетей природного газа;
- 2) обеспечения взаимодействия в рамках системы природного газа;
- 3) обмена данными с системными операторами, в том числе с операторами передающих систем (ОПС) из соседних стран;
- 4) обмена данными с системными операторами, включая операторов передающих систем (ОПС) из соседних стран;
- 5) эксплуатации потоков природного газа в сетях природного газа, в том числе через межсистемные соединения;
- 6) выделения мощностей в точках межсистемного соединения;
- 7) обеспечения баланса в системе природного газа.

Раздел 2

Термины и понятия

5. Для целей настоящего Кодекса используются понятия, определенные в Законе о природном газе № 108 от 26 мая 2016 года (далее – [Закон № 108/2016](#)), а также следующие понятия и определения:

соглашение о присоединении – соглашение, заключенное между ОПС, чьи системы подключены в определенной трансграничной точке межсистемного соединения, и которое устанавливает требования и условия, рабочие процедуры и положения, касающиеся доставки, получения природного газа, в целях обеспечения эффективного взаимодействия передающих сетей природного газа;

соглашение об эксплуатации – соглашение, заключаемое между операторами смежных систем, чьи передающие сети подключены в определенной точке межсистемного соединения и в котором устанавливаются требования и условия, порядок работы и эксплуатации взаимосвязанных сетей передачи природного газа с целью обеспечения эффективной совместимости сетей природного газа;

газовый год – период времени между первым газовым днем октября текущего года и первым газовым днем октября следующего года;

календарь аукционов – таблица с информацией об аукционах, публикуемая Европейской сетью операторов систем транспортировки природного газа (далее – ENTSO-G) каждый календарный год для аукционов, которые проводятся в период с марта по февраль следующего календарного года и которые содержат всю информацию об аукционах, включая даты начала аукциона и продукты стандартной мощности (PCM) к которым они применяются;

подтвержденное количество – количество природного газа, подтвержденное ОПС которое должно быть запланировано или перенесено для поставки на газовый день D;

измеренное количество – количество природного газа, зарегистрированное измерительным оборудованием ОПС, которое физически прошло через точку межсистемного соединения в течение определенного периода времени;

обработанное количество – количество природного газа, определяемое иницирующим ОПС и согласующим ОПС который учитывает заявку или повторную

заявку пользователя системы, положения договора о предоставлении услуг по транспортировке природного газа, который служит основой для процесса согласования;

агрегированная мощность – ПСМ предлагаемый на основе твердого обязательства, состоящий из соответствующей входной и выходной мощности с обеих сторон точки межсистемного соединения;

добавочная/дополнительная мощность – возможный будущий рост посредством рыночных процедур новых технических мощностей или мощностей, созданных там, где их пока нет, которые могут быть предложены на основе инвестиций в физическую инфраструктуру или долгосрочной оптимизации мощности и которые могут выделены впоследствии при условии получения положительных результатов в экономическом тестировании, в следующих случаях:

- 1) в существующих точках межсистемного соединения;
- 2) путем установления новой точки или новых точек межсистемного соединения;
- 3) физическая мощность инвертированного потока в одной или нескольких точках межсистемного соединения, которая ранее не предлагалась;

внутридневная мощность – мощность, предложенная и выделенная после закрытия аукциона мощности на следующий день, со ссылкой на этот день;

конкурентные мощности – мощности, для которых мощность, доступная в одной точке передающей сети природного газа, не может быть выделена без полного или частичного уменьшения мощности, доступной в другой точке сети природного газа;

цикл повторной заявки – процесс, осуществляемый ОПС для передачи пользователю системы сообщения о мощностях, подтвержденных в результате получения повторной заявки;

защищенный потребитель – защищенные потребители считаются следующими категориями конечных потребителей:

- 1) бытовые потребители, чьи газоиспользующие установки, подключенные к распределительной сети природного газа;
- 2) предприятия и учреждения, которые предоставляют необходимые социальные услуги (детские сады, детские дома, учебные заведения, медицинские учреждения, приюты и т.д.) и которые подключены к распределительной сети природного газа, при условии, что их потребление природного газа вместе не составляет более 20% от общего годового конечного потребления природного газа в Республике Молдова;
- 3) тепловые электростанции, подключенные к сети передачи или распределения природного газа, которые поставляют тепловую энергию в централизованную систему подачи тепловой энергии или которые поставляют тепловую энергию для потребителей, указанных в подпунктах 1) и 2), при условии, что они не могут использовать другие виды топлива;

выделение – количество газа, назначенное пользователю сети оператором передающей системы в качестве входной или выходной мощности, выраженное в кВтч, для определения суточной величины дисбаланса

коэффициент умножения – коэффициент, применяемый к справочной цене для расчета резервной цены для не ежегодного ПСМ;

сезонный коэффициент – коэффициент, который отражает изменение спроса в течение года, который может применяться в сочетании с соответствующим коэффициентом умножения;

счет оперативного балансирования – счет между смежными ОПС, который используется для управления различиями направления в точке межсистемного соединения, чтобы упростить учет природного газа для пользователей системы, у данной точки межсистемного соединения;

регулирующий счет – счет, который включает как минимум частичное компенсация и избыточное компенсация доходов, связанных с транспортными услугами в тарифном режиме, без ограничения цены;

разница направления – разница между количеством природного газа, запрограммированного ОПС для транспортировки через передающие сети природного газа, и количеством, измеренным в точке межсистемного соединения;

исключительное событие – любое незапланированное событие, которое невозможно разумно контролировать или предотвратить и которое может в течение ограниченного периода времени привести к снижению производительности, что влияет на количество или качество природного газа, полученного в конкретной точке межсистемного соединения, с возможными последствиями для взаимодействия между ОПС, а также между ОПС и пользователями системы;

фактор стоимости – определяющий фактор деятельности ОПС связанный с затратами соответствующего ОПС, такие как расстояние или технический мощности;

коэффициент f – часть текущей стоимости прогнозируемого увеличения регулируемого дохода или целевого дохода ОПС, связанная с дополнительной мощностью, включенной в соответствующий уровень предложения, в соответствии с ч.250, п.1) подп.б), для покрытия текущей стоимости связывающих обязательств пользователей системы относительно заключения договора о предоставлении мощности, рассчитанной согласно ч.250 п.1), подп.а);

группа точек входа или выхода – однородная группа точек, группа точек входа или группа точек выхода, расположенная в непосредственной близости друг от друга и рассматриваемая как единая точка входа или, соответственно, единая точка выхода, с целью применения метода расчета справочной цены;

однородная группа точек – группа точек, принадлежащих к одному из следующих типов точек: точки межсистемного соединения входа, точки межсистемного соединения выхода, точки внутреннего межсистемного соединения, точки входа в газохранилище, точки выхода из газохранилища, точки входа в установки сжиженного природного газа (установки СПГ), точки выхода из установки СПГ и точки входа из установок производителей природного газа;

разница направления – разница между количеством природного газа, которое запрограммировано ОПС на поставку, и количеством, измеренным в точке межсистемного соединения;

аукцион с растущей ценой – аукцион, на котором системный пользователь указывает количество, на которое он претендует, в зависимости от установленных уровней цен, которые объявляются последовательно;

аукцион с единой ценой – аукцион, на котором пользователь системы делает ставку цены и количества в течение одного раунда аукциона, и все пользователи системы, которым удастся получить мощность, платят цену самой низкой выигравшей заявки;

газовый месяц – период времени между первым газовым днем текущего месяца и первым газовым днем следующего месяца;

альтернативный механизм выделения – механизм выделения для уровня предложения или для дополнительной мощности, разработанный ОПС в индивидуальном порядке и утвержденный Агентством в ответ на запросы об условном спросе;

метод выделения по умолчанию – метод выделения мощности, посредством которого выделяется одновременно, возможно, посредством аукциона, как транспортная мощность, так и соответствующее количество природного газа;

метод расчета справочной цены – метод расчета, применяемый к той части выручки, которая относится к транспортным услугам, подлежащей возмещению из тарифов на услуги по транспортировке природного газа, на основе мощности, с целью определения справочных цен;

уровень предложения – сумма доступной мощности и уровня дополнительной мощности, предлагаемой для каждого из ежегодных ПСМ в точке межсистемного соединения;

высокий тарифный уровень – фиксированная или переменная сумма, определенная для точки межсистемного соединения и для ПСМ;

низкий тарифный уровень – фиксированная или переменная сумма, определенная для каждой точки межсистемного соединения и для каждого ПСМ, которая ниже высокого тарифного уровня;

согласованный оператор передающей системы – ОПС, который выполняет процесс согласования и передает результат процесса согласования иницилирующему ОПС;

иницилирующий оператор передающей системы – ОПС который инициирует процесс согласования путем передачи необходимых данных согласующему ОПС;

оператор смежной системы – ОПС расположенный на границе другого ОПС;

период регулирования – период, за который НАРЭ устанавливают общие правила относительно регулируемого дохода или целевого дохода;

тариф на предоставление услуги по передаче – плата, которую пользователи системы должны оплачивать за предоставленные транспортные услуги;

тарифный период – период, в течение которого применяется определенный уровень базовой цены, с минимальной продолжительностью в один год и с максимальной продолжительностью, равной продолжительности периода регулирования;

фиксированная подлежащая уплате цена – цена, рассчитанная в соответствии с пунктом 392, подпункт 2), если резервная цена не подлежит корректировке;

переменная подлежащая уплате цена – цена, рассчитанная в соответствии с пунктом 392), подпункт 1), если резервная цена подлежит корректировкам, таким как сверка выручки, корректировка регулируемого дохода или корректировка предполагаемой контрактной мощности;

Справочная цена – цена продукта годичной мощности, которая применяется в точках входа и выхода из передающих сетей природного газа, и которая используется для установления тарифов на услугу транспортировки природного газа на основе мощности;

резервная цена – минимальная приемлемая цена на аукционе;

аукционная премия – разница между ценой закрытия и резервной ценой на аукционе;

первое понижение – ситуация, когда совокупный спрос на уровне всех пользователей системы меньше, мощности предлагаемой в конце второго раунда аукциона или в последующем раунде аукциона;

процесс дополнительных мощностей – процесс оценки рыночного спроса на дополнительную мощность, который включает в себя необязательный этап, на котором пользователь системы дает количественную оценку и выражает свою потребность в дополнительных мощностях, и обязательный этап, на котором один или несколько ОПС требуют, чтобы пользователи системы брали на себя обязательство по заключению договоров на поставку мощности;

процесс сопоставления – это процесс сравнения и выравнивания количеств природного газа, обрабатываемого для пользователей системы, по обе стороны от конкретной точки межсистемного соединения, что приводит к подтвержденным количествам для пользователей системы;

продукт стандартной мощности – пропускная способность в течение определенного периода времени в определенной точке межсистемного соединения;

проект дополнительной мощности – проект по увеличению технической мощности в существующей точке межсистемного соединения или по созданию новой точки межсистемного соединения на основе выделения мощности в рамках предыдущего процесса наращивания мощности;

точка межсистемного соединения – физическая или виртуальная точка, соединяющая смежные системы входа/выхода или соединяющая систему входа/выхода с соединительным трубопроводом, в той степени, в которой эти точки подлежат процедурам резервирования мощности пользователями системы;

виртуальная точка межсистемного соединения – 2 или более точек межсистемного соединения, которые соединяют 2 смежные интегрированные системы входа/выхода, чтобы предоставить единую услугу мощности;

физическая точка входа/выхода – точка с определенным физическим местоположением, через которую измеряется и доставляется природный газ в/из передающей сети природного газа;

виртуальная точка – условная точка, полученная путем группировки нескольких физических точек входа/выхода одного типа;

низшая теплотворная способность – количество тепла, которое выделяется в результате полного сгорания в воздухе определенного количества природного газа, при условии, что реакция протекает при постоянном давлении, а все продукты сгорания находятся в газообразном состоянии и доводятся до той же температуры, что и реагенты;

высшая теплотворная способность – количество тепла, которое выделяется в результате полного сгорания в воздухе определенного количества природного газа, при условии, что реакция протекает при постоянном давлении, а продукты сгорания в газообразном состоянии и вода в жидком состоянии доводятся до той же температуры, что и реагенты;

режим ценообразования с ценовым потолком – режим регулирования, в котором НАРЭ устанавливает максимальный тариф за услуги по транспортировке природного газа на основе целевого дохода;

режим ценообразования без ценового потолка – режим регулирования (например, режим ограничения доходов, режим нормы прибыли и режим затрат), в рамках которого регулируемый доход ОПС устанавливается НАРЭ;

правило низшего значения – если количества, обработанные в любой из частей точки межсистемного соединения, отличаются, подтвержденное количество будет равно наименьшему из 2 обработанных количеств;

раунд аукциона – период, в течение которого пользователи системы могут подавать, изменять или отзываться предложения;

сценарий потока – комбинация точки входа и точки выхода, которая отражает использование передающих сетей природного газа в соответствии с вероятными моделями спроса и предложения, для которых существует по крайней мере один маршрут через передающие сети обеспечивающий вход потока в передающие сети в соответствующей точке входа, и его выход из передающих сетей соответствующей точке выхода, независимо от того, был ли заключен договор на поставку мощности в соответствующей точке входа или выхода;

транспортные услуги – регулируемые услуги, предоставляемые ОПС в рамках системы входа/выхода с целью транспортировки природного газа;

переназначение – право пользователей системы, которые соответствуют минимальным требованиям, выдвигать заявку для запроса прерываемой мощности в любое время дня, представляя назначение, которое увеличивает общую стоимость их заявок до уровня, превышающего контрактную мощность;

экономический тест – тест, применяемый для оценки экономической жизнеспособности проектов с дополнительной мощностью;

использование сети внутри системы – транспортировка природного газа в системе входа/выхода к потребителям установки использования, которые подключены к одной и той же системе входа/выхода;

использование сети между системами – транспортировка природного газа внутри системы входа/выхода к потребителям системы другой системы входа/выхода;

доход от предоставления вспомогательных услуг – та часть регулируемого дохода или целевого дохода, которая восстанавливается путем применения тарифов на вспомогательные услуги;

доход от предоставления транспортных услуг – та часть регулируемого дохода или целевой доход, который восстанавливается путем применения тарифов на услуги по транспортировке природного газа;

регулируемый доход – общий доход от предоставления ОПС услуг по транспортировке природного газа и вспомогательных услуг в течение определенного периода времени в определенный период регулирования, который ОПС имеет право получить в случае тарифного режима без ограничения тарифа и который установлен НАРЭ;

целевой доход – сумма между прогнозируемым доходом за транспортные услуги и прогнозируемым доходом за предоставление вспомогательных услуг, полученным в результате предоставления услуг ОПС в течение определенного периода определенного периода регулирования в рамках тарифного режима с тарифным потолком;

зона качества природного газа – зона, для которой параметры качества природного газа считаются однородными и постоянными в течение определенного периода времени, и поставляются через одну или несколько физических точек входа в передающую сеть природного газа или в распределительную сеть природного газа;

газовый день – период между 5.00 и 5.00 UTC следующего дня для зимнего времени и между 4.00 и 4.00 UTC следующего дня для летнего времени.

ЧАСТЬ II

СЕТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Раздел 1

Точки входа и выхода в/из передающей сети природного газа

6. В передающей сети природного газа можно выделить следующие точки входа:

- 1) *физические* точки входа;
 - a) из передающих сетей других ОПС, в том числе из соседних стран;
 - b) из объектов добычи природного газа;
 - c) из газохранилищ.
- 2) *Виртуальные* точки входа;
 - a) из передающих сетей других ОПС, в том числе из соседних стран;
 - b) из объектов добычи природного газа;
 - c) из газохранилищ.

7. В передающих сетях природного газа могут быть выделены следующие точки выхода:

- 1) *физические* точки выхода:
 - a) в передающих сетях природного газа других ОПС или ОПС из соседних стран;
 - b) в распределительных сетях природного газа;
 - c) к конечным потребителям, установки использования которых подключены к передающей сети природного газа;
 - d) в газовых хранилищах.
- 2) *виртуальные* точки выхода:
 - a) в транспортных сетях других ОПС, в том числе из соседних стран;
 - b) в распределительных сетях природного газа;
 - c) в газовых хранилищах;
 - d) для собственных нужд, технологического расхода и потерь ОПС;
 - e) потребителям установки использования которых, подключены к передающей сети природного газа.

8. Технические возможности каждой виртуальной точки определяются путем суммирования технических возможностей физических точек одного типа.

9. Список физических и виртуальных точек входа/выхода (группы точек) составляется ОПС после предварительной консультации с пользователями системы. НАРЭ рассматривает и утверждает список, представленный ОПС в течение 15 рабочих дней с даты предоставления оператором системы всей необходимой информации. Список точек входа/выхода изменяется решением НАРЭ. ОПС публикует список точек входа/ выхода на своей электронной странице в течение одного рабочего дня с даты его утверждения/изменения.

Раздел 2

Основные правила эксплуатации сетей природного газа

10. Эксплуатация сетей природного газа является обязанностью владельцев лицензий на транспортировку и распределение природного газа.

11. Эксплуатация сетей природного газа, которые представляют собой опасные производственные объекты в условиях безопасности, надежности и эффективности функционирования сетей природного газа, обеспечивается путем соблюдения положений [Закона № 116/2012](#) о промышленной безопасности опасных производственных объектов, Минимальных требований безопасности при эксплуатации распределительных сетей горючих природных газов, утвержденных [Постановлением Правительства № 552 от 12](#)

[июля 2017 года](#), Положения о чрезвычайных ситуациях на рынке природного газа и Плана действий в чрезвычайных ситуациях на рынке природного газа, утвержденного [Постановления Правительства № 207 от 3 апреля 2019 г.](#), Положения о порядке передачи газовым предприятиям акционерного общества «Молдовагаз» газовых сетей на техническое обслуживание утвержденного [Постановлением Правительства № 683 от 18 июня 2004 г.](#)

12. Для эксплуатации сетей природного газа в соответствии с правилами и нормативно-техническими документами в области, обладатели лицензий обязаны иметь квалифицированный персонал и техническое оборудование, соответствующее категориям работ.

13. Системный оператор организует, в соответствии с положениями [Закона 108/2016](#), [Закона № 592/1995](#) о магистральном трубопроводном транспорте и [Закона № 116/2012](#) о промышленной безопасности опасных производственных объектов специализированные услуги по эксплуатации, техническому обслуживанию и техническому вмешательству, в случае инцидентов или аварий имея необходимые транспортные средства, механизмы, оборудование и материалы, в целях:

- 1) обеспечения долгосрочной мощности сетей природного газа;
- 2) проведения контроля технического состояния сетей природного газа с целью определения необходимости капитального ремонта или их замены;
- 3) выполнения капитального ремонта сетей природного газа;
- 4) выполнение работ по техническому обслуживанию сетей природного газа в установленные сроки;
- 5) проведения текущего ремонта сетей природного газа;
- 6) реконструкции и модернизации сетей природного газа или устаревшего и изношенного оборудования;
- 7) выполнения подключения и отключения технических установок, технологических систем и установок утилизации, в том числе с сезонной программой;
- 8) осуществления отключения сетей природного газа, технических установок, технологических систем и установок утилизации, в том числе неактивных установок;
- 9) своевременного предотвращения аварийных ситуаций и устранения повреждений в сетях природного газа;
- 10) информирования, согласно законным положениям, экономических агентов и населения о местонахождении и зонах защиты сетей природного газа и о необходимых мерах безопасности.

14. Системный оператор должен выполнять свои обязательства по эксплуатации сетей природного газа таким образом, чтобы он не влиял или, в некоторых случаях, как можно меньше влиял на работу установок, работающих на природном газе, подключенных к сетям природного газа. В случае возможных нарушений непрерывности поставок природного газа пользователи системы информируются в соответствии с положениями Положения о качестве услуг по распределению и поставке природного газа.

15. Сети природного газа эксплуатируются с соблюдением охранных зон, установленных в соответствии с Положением об охранных зонах сетей природного газа, утвержденного [Постановлением Правительства № 1104 от 14 ноября 2018 года](#).

Раздел 3 Параметры качества природного газа

16. Параметры качества, физико-химические показатели и другие характеристики природного газа устанавливаются в соответствии со стандартами качества, утвержденными национальным органом по стандартизации и предусмотренными в пункте 26 настоящего Кодекса.

17. Определение качественных параметров природного газа, поставляемого в/из сетей природного газа, осуществляется в соответствии с условиями, установленными в настоящем Кодексе, соглашениях о присоединении и эксплуатационных соглашениях, заключенных между сторонами, участвующими в процессе сдачи-приема природного газа.

18. Определение качественных параметров природного газа осуществляется только химическими лабораториями аккредитованных испытаний для проведения этой деятельности.

19. Параметры качества природного газа обязательно указываются в действующих соглашениях в точке межсистемного соединения и договорах на поставку природного газа.

20. При сдаче-приеме природного газа передается информация о параметрах качества природного газа, определенных ОПС. При сдаче-приеме природного газа за удовлетворение требований, касающихся установленных параметров качества природного газа, несет ответственность системный оператор выше по потоку от точки доставки.

21. Параметры качества природного газа, определенные ОПС будут использоваться для всех точек коммерческой сдачи-приема природного газа в этой зоне. Теплотворная способность, соответствующая каждой зоне качества природного газа, определяется ежемесячно как средневзвешенное значение теплотворной способности, соответствующей каждой точке входа, через которую подается эта зона.

22. Определение параметров качества природного газа в точках входа в передающей сети природного газа осуществляется с использованием онлайн-хроматографов и гигрометров с почасовой регистрацией их значений.

23. Системный оператор имеет право не принимать вход природного газа в газовые сети, в тех случаях, когда качественные параметры природного газа в пунктах входа не соответствуют требованиям, установленным настоящим Кодексом, договорами об эксплуатации заключенными между сторонами.

24. В случае выхода из строя оборудования, работающего в режиме онлайн, по согласованию с прилегающим ОПС, при устранении неисправности разрешается определять качественные параметры природного газа аккредитованными испытательными химическими лабораториями.

25. Места отбора проб для определения качественных параметров природного газа в других точках передающих сетей природного газа, где не используются хроматографы и гигрометры онлайн, координируются прилегающими ОПС, ОПС с ОРС или потребителями, непосредственно подключенными к транспортным сетям, на основании заключенных эксплуатационных соглашений.

26. Для точек входа/выхода передающих сетей природного газа определены следующие параметры качества природного газа:

- 1) меньшая и высокая теплотворная способность, кВтч/м³;
- 2) диапазон значений индекса Воббе (высший), кВтч/м³;
- 3) допустимое отклонение индекса Воббе от номинального значения;
- 4) массовая концентрация серной кислоты, г/м³;
- 5) массовая концентрация меркаптановой серы, г/м³;
- 6) объемная доля кислорода, %;

7) масса механических примесей в 1 м³, г.

27. Периодичность определения параметров качества природного газа в случае использования химическими лабораториями аккредитованных испытаний составляет не реже одного раза в неделю.

28. В случае изменения значения плотности газа более чем на 0,01 кг/м³ параметры качества природного газа будут определены дополнительно (внеочередно) в химических лабораториях аккредитованных испытаний. Качественные параметры определенного природного газа будут изменяться внеочередно (оперативно) в калькуляторах расхода для точек коммерческой сдачи-приеме природного газа с ежемесячным расходом более 200 тыс.м³, в случае изменения значения плотности газа более 0,01 кг/м³, и для точек коммерческой сдачи-приеме природного газа с ежемесячным расходом от 50 до 200 тыс.м³ при изменении значения плотности газа более чем на 0,02 кг/м³.

29. При отборе проб природного газа для проведения их испытаний в аккредитованных испытательных лабораториях они имеют право помогать представителям сторон, участвующих в процессе сдачи-приеме природного газа в соответствующем пункте.

30. ОПС изменяет степень одоризации природного газа, поставляемого на выходе из передающих сетей, в распределительных сетях, по письменному запросу ОРС.

31. ОПС представляет пользователям системы запрашиваемую информацию о параметрах качества поставляемого природного газа.

32. Ежемесячные отчеты о параметрах качества природного газа будут публиковаться на сайте ОПС.

Глава III

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ В СИСТЕМЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ОБМЕН ДАННЫМИ С СИСТЕМНЫМИ ОПЕРАТОРАМИ

Раздел 1

Соглашения об эксплуатации

33. Чтобы установить согласованные процедуры для управления и эксплуатации взаимосвязанных сетей природного газа, в целях обеспечения функциональной совместимости и обмена данными: операторы смежных систем, оператор хранилища, производители природного газа заключат соглашения об эксплуатации для каждой точки межсистемного соединения, которые определяют:

- 1) правила эксплуатации потоков природного газа;
- 2) принципы измерения количеств (объемов) природного газа и представления информации о параметрах качества природного газа;
- 3) процесс сопоставления;
- 4) процедуры связи (обмен информацией, включая сроки передачи);
- 5) сведения о технических параметрах для каждой физической точки входа/выхода;
- 6) права, обязанности и ответственность сторон;
- 7) процедуры для чрезвычайных ситуаций;
- 8) порядок разрешения споров, вытекающих из соглашения об эксплуатации;
- 9) порядок изменения соглашения об эксплуатации;

34. Прилегающие ОПС предусматривают в действующих соглашениях конкретные условия для определения количества (объемов) природного газа в секторах общего баланса, а также механизмы сдачи-приемки природного газа через точки межсистемного

соединения, согласованные сторонами, в которых отсутствует оборудование (системы) измерения природного газа.

Раздел 2

Управление потоками природного газа

35. В целях обеспечения условий эксплуатации, планирование и управления потоками природного газа через сети природного газа непрерывно, надежно и эффективно операторы системы организуют и осуществляют диспетчерское управление потоками природного газа.

36. Диспетчерское управление потоками природного газа через сети природного газа является специфической деятельностью системы природного газа, осуществляемой через специализированные подразделения, называемые диспетчерскими центрами/службами, которые имеют иерархические отношения полномочий, компетенции, командования и подчиненности между ними.

37. Для эксплуатации потоков природного газа необходимо, чтобы:

1) прилегающие ОПС обеспечивали, чтобы установленные процедуры обеспечивали в точке межсистемного соединения управляемый, предсказуемый и эффективный поток природного газа в соответствии с запросом;

2) прилегающие ОПС обеспечивали, чтобы процедуры, установленные в соглашении об управлении, предусматривали требования к эксплуатации потока природного газа через точку межсистемного соединения, в том числе минимизировали отклонения от заданных параметров качества потока, следуя процессу сопоставления;

3) посредством соглашения о сотрудничестве назначить ОПС ответственного за эксплуатацию потока природного газа через точку межсистемного соединения.

38. Назначенный ОПС несет ответственность за эксплуатацию потока природного газа через точку межсистемного соединения при условии, что все прилегающие системные операторы будут выполнять договорные обязательства в отношении давления, которое будет поддерживаться на уровне точности, для обеспечения надежной транспортировки природного газа и на уровне стабильности, обеспечивая эффективную работу передающих сетей природного газа.

39. Назначенный ОПС, может изменить количество (объемы) природного газа или направление потока природного газа и, при необходимости, в обоих положениях для:

1) соблюдения законных положений, а также требований соглашений о присоединении, которые регулируют эксплуатацию точки межсистемного соединения;

2) эффективного реагирования в случае, когда передающая сеть природного газа ОПС подвергается воздействию исключительной ситуации;

3) соблюдения требований, предусмотренных в Плане действий в чрезвычайных ситуациях на рынке природного газа и в Планах по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, разработанных в соответствии с [Постановлением Правительства № 207 от 3 апреля 2019 года](#).

40. Для эксплуатации потока природного газа прилегающие ОПС будут определять количество и направление потока природного газа для каждой точки межсистемного соединения, а также для каждого газового дня.

41. Количество и направление потоков природного газа, установленных прилегающими ОПС, отражают:

1) результат процесса сопоставления;

2) эффективные меры по эксплуатации потоков природного газа, согласованные между прилегающими ОПС для следующих целей:

- a) увеличение/уменьшение заданных параметров потока природного газа;
- b) деление потока природного газа в виртуальной точке межсистемного соединения, если таковая имеется;
- c) изменение направления потока природного газа;
- d) эффективность затрат на эксплуатацию;
- e) любая мера, которая управляет различиями, возникающими из-за разницы показателей качества природного газа, требований к одоризации.

Раздел 3

Учет и обмен информацией

42. Системные операторы обязаны составлять и вести учет набора информации в соответствии с положениями настоящего Кодекса.

43. Системные операторы обмениваются информацией с другими системными операторами, взаимосвязанными в соответствии с положениями, установленными в соглашениях об эксплуатации.

44. При выполнении работ системные операторы осуществляют обмен информацией с третьими сторонами в соответствии с условиями, предусмотренными настоящим Кодексом и Положением о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузками, утвержденном Постановлением НАРЭ № 321 от 13 декабря 2016 года, (далее – Положение о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузками).

45. В случае возникновения чрезвычайных ситуаций на рынке природного газа обмен информацией осуществляется в соответствии с Планом действий в чрезвычайных ситуациях на рынке природного газа.

46. Публичная информация предоставляется заинтересованным лицам в соответствии с условиями и сроками, установленными настоящим Кодексом и Положением о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузками.

47. Системные операторы публикуют на своих сайтах информацию:

- 1) об услугах, предоставляемых на соответствующих применяемых условиях;
- 2) технического характера, необходимая для обеспечения эффективного доступа пользователей системы к сетям природного газа;
- 3) о режиме обучения, методике расчета и структуре тарифов на предоставляемые услуги.

48. В дополнение к информации, представленной в пункте 47, ОПС размещает на своей электронной странице и предоставляет, по запросу, следующую информацию, касающуюся:

- 1) технических мощностей, договорных возможностей и мощностей, которые доступны во всех соответствующих пунктах;
- 2) доступа к передающим сетям природного газа и управления перегрузками;
- 3) спроса и предложения на основе прогнозов и фактических потоков природного газа;
- 4) принятых мер, понесенных затрат и доходов, полученных для обеспечения баланса в системе природного газа.

49. Ответственность за форму и содержание информации лежит на стороне, которая публикует или предоставляет соответствующую информацию.

50. При обнаружении, ОПС сообщает операторам смежной системы об аварии, вызванной в секторах передающих сетей природного газа или станций поставки, с последующим прекращением подачи природного газа.

51. По запросу ОПС, производители, другие ОПС, ОРС операторы газохранилищ, поставщики и конечные потребители, чьи установки подключены к передающим сетям природного газа, представляют данные и информацию, необходимые для:

1) изучения режимов и характеристик потребления природного газа, другая информация, необходимая для регулирования давления и управления обменом природного газа, данные о производстве природного газа;

2) мониторинга качества услуг по транспортировке природного газа;

3) мониторинга безопасности поставок природного газа.

52. По запросу ОРС, производители, другие ОРС, операторы газохранилищ, поставщики и конечные потребители, чьи установки, работающие на природном газе, подключены к распределительным сетям природного газа, должны представлять, помимо информации, представленной в пункте 51, данные и информацию, необходимые для:

1) прогнозирования спроса на природный газ;

2) предоставления системных услуг.

53. ОРС передает ОПС информацию о планируемых прерываниях в распределительной сети природного газа ОРС, которые могут повлиять на условия приема природного газа в точках выхода передающей сети природного газа, указав причины запланированных прерываний, их ожидаемой продолжительности, снижения пропускной способности в точках межсистемного соединения к ОРС, значения параметров, не соответствующих условиям договора.

54. ОРС уведомляет центры/диспетчерские службы ОРС о возникших неисправностях, которые могут повлиять на функционирование передающей сети природного газа, в течение одного часа с момента их возникновения.

55. Операторы смежных систем обязаны сообщать ОРС следующую информацию, которая может повлиять на текущий режим транспортировки природного газа на следующих условиях и сроках:

1) в течение 2 минут с момента регистрации неисправности или экстренной ситуации, вызванной:

а) неисправной остановкой блока сжатия природного газа, используемого на станции сжатия природного газа;

б) резким изменением давления природного газа на входе и выходе в/из станции сжатия природного газа;

с) в случае аварии или возникновения неисправности в передающей сети природного газа, которая может повлиять на транспортировку газа в пути или его доставку конечным потребителям.

2) в течение 5 минут с момента обнаружения резкого снижения давления газа на входе в контрольно-измерительную станцию и в случае аварии или возникновения неисправности в распределительных сетях природного газа;

3) в течение 10 минут с момента регистрации аварий и инцидентов, происходящих на опасных производственных объектах, а также в коммунальном секторе;

4) и другую информацию:

а) ежедневно, о: переключениях запорной арматуры в распределительных сетях природного газа в связи с изменениями расхода и объема природного газа;

b) не позднее, чем за 24 часа до начала, о выполнении запланированных работ по переключению запорной арматуры и об изменении режима работы;

c) в течение 3 дней, о сроках выполнения ремонтных работ с отключением утилизационных установок более 25 конечных потребителей, а также о сроках выполнения комплексных работ в распределительных сетях природного газа, которые, по возможности, будут проводиться одновременно с временным выводом из эксплуатации для ремонта передающих станций ОПС;

d) в течение 5 дней до их начала:

(1) об изменении давления природного газа на выходе из передающих станций в связи с увеличением потребления природного газа более чем на 20% от среднесуточного объема;

(2) о планировании совместных работ на сетях природного газа;

(3) о периодической метрологической проверке измерительного оборудования, установленного на передающих станциях, которое входит в общую зону балансировки природного газа;

(4) планирование работ по перемещению технологических установок или кранов, расположенных на передающих сетях природного газа для отключения или ввода в эксплуатацию некоторых участков передающих сетей природного газа, которые влияют на режим работы передающих или распределительных сетей.

56. Прилегающие ОПС:

1) один раз каждые 2 часа в течение дня и ежедневно в указанный час, сообщают друг другу следующую информацию:

a) параметры давления и температуры в точках входа/выхода в/из передающей сети природного газа, а также в точках межсистемного соединения;

b) режим работы компрессорных станций;

c) плановый и внеплановый сброс установок сжатия природного газа, используемых на компрессорных станциях;

2) ежедневно, до 12:00 часов, сообщают друг другу следующую оперативную информацию:

a) объемы природного газа, полученные и доставленные через передающие станции;

b) объемы природного газа, поставленные всем категориям конечных потребителей, чьи газоиспользующие установки напрямую связаны с передающей сетью природного газа;

c) объемы природного газа, потребляемые для собственных нужд;

d) запасы природного газа из передающих сетей природного газа;

e) объемы технологического потребления и технических потерь природного газа;

f) баланс природного газа в передающей системе за период, который включает предыдущий день и начало соответствующего месяца.

3) ежедневно, до 14:00 часов:

a) ОПС передаст прилегающим ОРС информацию об объеме природного газа, взятого с передающих сетей за последние 24 часа;

b) ОРС передаст системным пользователям информацию об объемах природного газа, использованных за последние 24 часа конечными потребителями, с которыми пользователи системы заключили договор на поставку природного газа.

57. Системные операторы обязаны сохранять конфиденциальность коммерческой информации, полученной в процессе обмена данными, и не допускать раскрытия или утечки информации третьим сторонам, а также использовать информацию, полученную способом, противоречащим добросовестной коммерческой практики.

58. Системные операторы и пользователи системы несут ответственность за принятие мер безопасности, в том числе посредством:

1) обеспечения безопасности цепи связи для предоставления безопасной и надежной связи, включая защиту конфиденциальности, целостности и подлинности с помощью безопасных средств и методов шифрования, цифровой подписи, подписанного подтверждения и т.д.;

2) реализация мер безопасности для предотвращения несанкционированного доступа к своей информационной инфраструктуре (ИТ);

3) быстрое уведомление заинтересованных сторон о любой попытке или несанкционированном доступе к их системе.

59. ОПС несет ответственность за обеспечение доступности своей собственной системы посредством:

1) принятия мер, направленных на предотвращение недоступности системы обмена данными из-за единой точки отказа, в том числе вплоть до сетевого соединения/соединений с поставщиком интернет-услуг;

2) получение соответствующих услуг и помощи от поставщика услуг Интернета;

3) поддержание периодов недоступности, в результате планового обслуживания ИТ, и своевременное информирование всех заинтересованных сторон до запланированной недоступности.

ЧАСТЬ III ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ И ОБМЕН ДАННЫМИ

Глава I СОГЛАШЕНИЯ О МЕЖСИСТЕМНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

Раздел 1

Содержание соглашений о межсистемные соединения

60. Прилегающие ОПС должны обеспечить, чтобы по крайней мере следующие условия, подробно описанные в этой Главе, были урегулированы в существующих и будущих соглашениях о взаимодействии для каждой точки межсистемного соединения, оснащенной измерительным оборудованием:

1) порядок управления потоком природного газа;

2) принципы измерения количества и качества природного газа;

3) процедуры, касающиеся процесса сопоставления;

4) положения о распределении количества природного газа;

5) процедуры связи в исключительных ситуациях;

6) порядок разрешения споров, возникающих из соглашений о межсистемные соединения;

7) порядок внесения изменений в соглашение о межсистемные соединения.

61. Прилегающие ОПС предусмотрят в соглашениях о межсистемные соединения конкретные условия для определения количества природного газа в секторах общего баланса, а также механизмы сдачи-приема природного газа через точки межсистемного соединения, установленные сторонами, которые не оснащены оборудованием (системами) для измерения природного газа.

62. ОПС идентифицирует информацию, содержащуюся в соглашениях о межсистемные соединения, которые непосредственно влияют на пользователей системы, и доводит до их сведения соответствующую информацию.

63. Перед заключением или изменением соглашения о межсистемные соединения, содержащего правила, указанные в подпунктах 3)-5) пункта 60 настоящего Кодекса, ОПС приглашает пользователей системы представить рекомендации по предлагаемому тексту соответствующих правил, как минимум за 2 месяца до заключения или изменения соглашения. ОПС принимают во внимание рекомендации пользователей системы при заключении или изменении соглашения о межсистемные соединения.

64. Обязательные положения соглашений о межсистемные соединения, изложенные в п.60, или любые изменения внесенные в эти соглашения, заключенные после вступления в силу настоящего Кодекса, сообщаются НАРЭ ОПС в течение 10 дней с момента заключения/изменения соглашения. ОПС также представляет в письменной форме соглашения о межсистемные соединения по запросу специализированного органа центрального публичного управления в области энергетики в течение 10 дней.

65. Если прилегающие ОПС не могут договориться в своем соглашении о межсистемные соединения об одном или нескольких условиях, изложенных в пунктах 66-79 настоящего Кодекса, они заключают соглашение о межсистемные соединения, основанное на модели ENTSO-G, в отношении положений, по которым они не смогли договориться.

Раздел 2

Нормы, касающиеся контроля потока природного газа

66. Для контроля потока природного газа, прилегающие ОПС:

1) обеспечивают установление норм для облегчения контролируемого, точного, предсказуемого и эффективного потока природного газа через точку межсистемного соединения;

2) обеспечивают установление норм для направления потока природного газа через точку межсистемного соединения и минимизации отклонений от потока в результате процесса согласования;

3) назначают ОПС, ответственного за направление потока природного газа через точку межсистемного соединения. Если прилегающие ОПС не могут договориться об этом назначении, ОПС, который использует оборудование для управления потоком, в сотрудничестве с другим или с другими ОПС, является ответственным за направление потока природного газа через точку межсистемного соединения.

67. Чтобы направить поток природного газа, прилегающие ОПС определяют количество и направление потока природного газа для каждой точки межсистемного соединения и для каждого часа газового дня.

68. ОПС назначенный в соответствии с подпунктом 3), пункта 66 настоящего Кодекса, отвечает за направление потока природного газа через точку межсистемного соединения при условии, что договорные обязательства в отношении давления соблюдаются всеми прилегающими ОПС:

1) на уровне точности, достаточного для минимизации разницы направления;

2) на уровне стабильности в соответствии с эффективным использованием передающих сетей природного газа.

69. Количество и направление потока природного газа, установленного прилегающими ОПС, отражает:

- 1) результат процесса сопоставления;
- 2) корректировку операционного баланса счета;
- 3) любые эффективные меры контроля потока, согласованные прилегающими ОПС для таких целей, как увеличение, уменьшение, минимальный поток, разделение потока в виртуальной точке межсистемного соединения, если таковые имеются, и/или изменение направления потока или эффективности эксплуатационных затрат;
- 4) любую меру, которая управляет трансграничными коммерческими ограничениями из-за различий в качестве природного газа, в соответствии с п.93-95 и практикой одоризации, в соответствии с п.102-105.

70. ОПС может принять решение об изменении количества природного газа или направления потока природного газа или обоих, если необходимо, для:

- 1) соблюдения положений, установленных в национальном законодательстве (Положение о чрезвычайных ситуациях на рынке природного газа, План действий в чрезвычайных ситуациях на рынке природного газа, утвержденные [Постановлением правительства № 207 от 3 апреля 2019 г.](#));
- 2) соблюдения требований, установленных в планах действий в чрезвычайных ситуациях и в планах действий, предварительно разработанных в соответствии с законодательством Энергетического сообщества о безопасности поставок природного газа;
- 3) реагирования, если на сеть природного газа системного оператора влияет чрезвычайное событие.

Раздел 3

Принципы измерения количества и определения качества природного газа

71. Что касается принципов измерения количества и качества природного газа, прилегающие ОПС обеспечивают:

- 1) Чтобы детали, касающиеся стандартов измерения, применимых в точке межсистемного соединения, были установлены;
- 2) Чтобы ОПС ответственный за установку, эксплуатацию и обслуживание измерительного оборудования был установлен. Этот системный оператор обязан предоставлять другому или другим прилегающим ОПС своевременно и с определенной частотой всю информацию и данные, касающиеся измерения потоков природного газа в точке межсистемного соединения. Принципы измерения количества и определения качества природного газа.

72. Установка, эксплуатация и техническое обслуживание измерительного оборудования в точке межсистемного соединения принимает во внимание технические требования, налагаемые национальными правилами прилегающих ОПС.

73. Прилегающие ОПС согласовывают принципы измерения, которые должны включать, по крайней мере:

- 1) описание измерительной станции, включая используемое измерительное и аналитическое оборудование, а также подробности любого дополнительного оборудования, которое может быть использовано в случае неисправности;
- 2) параметры качества природного газа, объем и измеряемая энергия, а также максимальный интервал и предел допустимой погрешности или неопределенности, с

которыми работает измерительное оборудование, частота измерений, используемые единицы измерения и стандарты, в соответствии с которыми выполняется измерение, а также любые используемые коэффициенты конверсии;

3) процедуры и методы, используемые для расчета параметров, которые не измеряются напрямую;

4) описание метода расчета погрешности или максимальной погрешности, допустимой при определении перевозимого количества;

5) описание процесса проверки данных, используемых для измеряемых параметров;

6) валидация измерений и мер обеспечения качества, включая процедуры проверки и корректировки, которые должны быть согласованы между прилегающими ОПС;

7) режим, включая частоту и содержание, через которых предоставляются данные среди прилегающих ОПС относительно измеренных параметров;

8) конкретный список сигналов и аварийных тревог которые должны передаваться ОПС или прилегающими ОПС, управляющими измерительным оборудованием, другому или другим прилегающим ОПС;

9) метод определения поправки для измерения и последующие процедуры, которые могут быть необходимы во временной ситуации, когда обнаруживается, что измерительное оборудование делает или сделало ошибочные записи либо меньше, либо больше, чем его установленный диапазон неопределенности. Соответствующий ОПС должен принять соответствующие меры, чтобы положить конец этой ситуации;

10) правила, которые применяются между прилегающими ОПС в случае выхода из строя измерительного оборудования;

11) правила, которые применяются между прилегающими ОПС относительно:

a) доступа к измерительному оборудованию;

b) дополнительной проверки измерительного оборудования;

c) замены измерительного оборудования;

d) наличия во время работ по калибровке и техническому обслуживанию измерительного оборудования.

74. Если прилегающие ОПС не выполняют обязательства, изложенные в пунктах 71 и 73 настоящего Кодекса:

1) ОПС который контролирует измерительное оборудование, несет ответственность за установку, эксплуатацию и техническое обслуживание этого оборудования, а также за предоставление в кратчайшие сроки другим ОПС данных, касающихся измерения потока природного газа в точке межсистемного соединения;

2) применяется стандарт SM EN 1776, Газовая инфраструктура. Газоизмерительные системы. Функциональные требования.

Раздел 4

Правила процесса сопоставления

75. В рамках процесса сопоставления, прилегающие ОПС устанавливают:

1) правила, детализирующие процесс сопоставления, с учетом, в зависимости от обстоятельств, положений о ежедневном почасовом назначении;

2) правила, регулирующие передачу и обработку соответствующих данных между прилегающими ОПС для расчета обработанных количеств и подтвержденных количеств природного газа для системных пользователей, а также количества природного газа,

которое должно быть запрограммировано для доставки в точку (точки) межсистемного соединения.

76. Заявки и повторные заявки управляются в соответствии со следующими положениями:

1) применение правила сопоставления приводит к идентичным подтвержденным количествам для каждой пары системных пользователей по обе стороны от точки межсистемного соединения, когда обработанные количества не выровнены;

2) Прилегающие ОПС могут договориться о сохранении или внедрении правила сопоставления, отличное от правила более низкого значения, при условии, что это правило опубликовано, и что пользователям системы предлагается представить возражения и предложения относительно правила сопоставления, предложенного в течение не менее 2 месяцев с момента публикации правила сопоставления;

3) Прилегающие ОПС определяют роли, которые они играют в процессе сопоставления, указывая, являются ли они иницирующими или последовательными ОПС;

4) Прилегающие ОПС определяют расписание для процесса сопоставления в цикле заявки или повторной заявки, учитывая, что весь процесс сопоставления не должен занимать более 2 часов с начала цикла заявки или повторной заявки, и учитывают следующее:

а) данные, которыми необходимо обмениваться между соседними ОПС, чтобы они могли проинформировать системных пользователей об их подтвержденных количествах до окончания цикла номинации или повторной номинации, включая, по крайней мере, данные, упомянутые в пункте 78, подпункт 2) настоящего Кодекса;

б) процесс обмена данными определенный в п.а) позволяет прилегающему ОПС правильно и своевременно выполнять все этапы расчета и связи.

77. При обработке номинаций на точку межсистемного соединения, прилегающие ОПС обеспечивают чтобы поток природного газа к обеим сторонам точки межсистемного соединения рассчитывался на последовательной основе, которая учитывает любое временное снижение производительности в результате любого из условий, указанных в пункте 70 настоящего Кодекса, для одной или обеих частей точки межсистемного соединения.

78. Каждое соглашение о межсистемные соединения предусматривает условия обмена данными для процесса сопоставления:

1) использование обмена данными между прилегающими ОПС для процесса сопоставления;

2) гармонизированная информация, содержащаяся в обмене данными для процесса сопоставления, которая должна содержать как минимум следующее:

а) идентификация точки межсистемного соединения;

б) идентификационные данные системного пользователя или, при необходимости, идентификационные данные его портфолио;

с) идентификационные данные стороны, поставляющей природный газ или получающей природный газ от системного пользователя, или, если применимо, идентификационные данные ее портфолио;

д) время начала и окончания потока природного газа, для которого достигается сопоставление;

е) газовый день;

ф) обработанные и подтвержденные количества;

г) направление потока природного газа.

79. Если иное не определено прилегающими ОПС в их соглашении о межсистемные соединениях, применяются следующие положения:

1) ОПС используют «правило низшего значения». Применение правила низшего значения в качестве неявного правила может быть ограничено только в том случае, если выполняются условия Положения о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузками, и его применение не позволит обеспечить твердую мощность в результате процедур управления перегрузками;

2) ОПС, который управляет оборудованием управления потоком, является согласующим ОПС;

3) ОПС выполняет процесс сопоставления в следующих последовательных шагах:

а) расчет и передача количеств природного газа, обработанного иницирующим ОПС, в течение 45 минут с начала цикла номинации или повторной номинации;

б) расчет и передача количеств природного газа, обработанного иницирующим ОПС, в течение 90 минут с начала цикла заявки или повторной заявки;

с) передача подтвержденных количеств природного газа системными пользователями и планирование потока природного газа через точку межсистемного соединения прилегающими ОПС в течение 2 часов с начала цикла заявки или повторной заявки.

Эти последовательные шаги должны выполняться без ущерба для минимальной продолжительности прерываний, совместно устанавливаемых прилегающими ОПС в соответствии с подпунктом 4) пункта 76 настоящего Кодекса. Минимальное время прерывания по умолчанию для газового часа составляет 45 минут после начала цикла повторной заявки для этого газового часа. В случае, если 2 ОПС желают сократить продолжительность прерывов, любое соглашение, заключенное ОПС в этом отношении, является предметом согласования НАРЭ.

Раздел 5

Распределение количества природного газа

80. Для распределения количества природного газа, прилегающие ОПС устанавливают правила, которые обеспечивают согласованность между количествами, распределенными по обеим сторонам точки межсистемного соединения.

81. Если иное не согласовано в соглашении о межсистемное подключение, ОПС должен использовать операционный балансирующий счет. ОПС который контролирует измерительное оборудование, пересчитывает на балансе счета операционного баланса проверенные количества и передает их прилегающему оператору или ОПС.

82. Если используется операционный балансовый счет:

1) разница по направлению выделяется на счет операционного баланса, прилегающего ОПС, и выделения, которые должны быть сделаны каждым ОПС, его системным пользователям, равны подтвержденным количествам;

2) Прилегающие ОПС поддерживают счет операционного баланса, который максимально приближен к нулю;

3) Пределы счета операционного баланса учитывают конкретные характеристики каждой точки межсистемного соединения, взаимосвязанных транспортных сетей, в частности:

а) физические характеристики точки межсистемного соединения;

б) объем хранения в трубопроводе каждой передающей сети природного газа;

- с) общие технические мощности в точке межсистемного соединения;
- d) динамика потока природного газа в передающих сетях межсистемного соединения.

Если достигнуты определенные пределы счета операционного баланса, прилегающие ОПС могут договориться о расширении этих пределов, чтобы предоставить пользователям распределительной системы, которые равны их подтвержденным количествам, или, другими словами, пропорционально распределить пользователям системы количество природного газа на основе измеренного количества природного газа.

83. Прилегающие ОПС могут согласиться сохранить или внедрить правило выделения, отличное от действующего счета операционного баланса, при условии, что это правило опубликовано и что пользователям системы предлагается представить комментарии по предлагаемому правилу выделения в течение как минимум 2 месяцев после того, как это правило было опубликовано.

Раздел 6

Процедуры связи в случае возникновения чрезвычайных ситуаций

84. Прилегающие ОПС устанавливают процедуры связи, которые обеспечивают быструю и одновременную связь в случае возникновения чрезвычайных ситуаций. Связь между участвующими ОПС осуществляется в устной форме на языке, установленном операторами системы, для информации, после чего следует письменное подтверждение в электронном формате.

85. ОПС затронутые чрезвычайной ситуацией должны, как минимум, информировать пользователей системы о подпунктах 2) и 3) этого пункта, если существует потенциальное влияние на их подтвержденные количества, и оператора или прилегающего ОПС о подпунктах 1) и 3) относительно наступления чрезвычайной ситуации, а также должны предоставить всю необходимую информацию относительно:

- 1) возможного влияния на количество и качество природного газа, который может транспортироваться через точку межсистемного соединения;
- 2) возможного влияния на количества, подтвержденные для системных пользователей, которые активны в соответствующих точках межсистемного соединения;
- 3) ожидаемый и фактический конец чрезвычайной ситуации.

Раздел 7

Разрешение споров, вытекающих из соглашений о межсистемное подключение

86. Прилегающие ОПС прилагают все усилия для дружеского разрешения любых споров, возникающих из или в связи с соглашением о межсистемное подключение, и определяют в нем механизм урегулирования споров, которые не могут быть урегулированы дружественным путем.

87. Механизм разрешения споров должен указывать как минимум:

- 1) применимый закон; и
- 2) компетентный суд или условия назначения экспертов либо в рамках институционального форума, либо на специальной основе, которая может включать арбитраж.

Раздел 8

Порядок внесения изменений в соглашение

о межсистемное подключение

88. Прилегающие ОПС устанавливают прозрачную и подробную процедуру внесения изменений в соглашения о межсистемное подключение, начиная с письменного уведомления одного из ОПС.

89. Если прилегающие ОПС не могут прийти к соглашению в отношении порядка внесения изменений, они могут использовать механизмы разрешения споров в соответствии с пунктом 87.

Глава III ЕДИНИЦЫ

Раздел 1

Общий набор единиц

90. Каждый ОПС должен использовать общий набор единиц, определенный в этом Разделе, для любого обмена данными и публикации данных в соответствии с [Законом № 108/2016](#).

91. Для параметров давления, температуры, объема, более высокой теплотворной способности, энергии и индекса Воббе ОПС использует:

- 1) давление: бар;
- 2) температура: °C (градус Цельсия);
- 3) объем: м³;
- 4) высшая теплотворная способность: кВтч/м³;
- 5) энергия (на основе высшей теплотворной способности): кВтч;
- 6) Индекс Воббе (на основе высшей теплотворной способности): кВтч/м³.

Для давления ОПС должен указывать, является ли оно абсолютным давлением [бар а)] или относительным давлением [бар г)].

Исходные условия для объема: 0°C и 1,01325 бар. Для высшей теплотворной способности, энергии и индекса Воббе эталонная температура сгорания должна составлять ± 25°C.

При передаче данных об объеме, высшей теплотворной способности, энергии и индексе Воббе, ОПС указывает, в каких эталонных условиях были рассчитаны соответствующие значения.

Обязательство опубликовать данные, изложенные в пунктах 90-91 настоящего Кодекса, распространяется на соответствующие пункты, определенные в п.4 Положения о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузками.

В тех случаях, когда одна Договаривающаяся сторона связана с другой Договаривающейся стороной или государством-членом ЕС, смежные TSO и их связывающиеся стороны могут договориться о продолжении использования других условий для обмена данными в соответствии с Положением о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузками в соответствии с решением Агентства.

92. ОПС и стороны с которыми они общаются в соответствии с [Законом № 108/2016](#) могут принять решение по взаимному согласию об использовании, в дополнение к общему набору единиц, дополнительных единиц или дополнительных стандартных условий для обмена данными или публикации данных. В такой ситуации перевод в стандартные условия основан на фактическом составе природного газа. Если соответствующие данные о составе природного газа отсутствуют, используемые коэффициенты пересчета должны

соответствовать коэффициентам пересчета между исходными условиями, основанным на стандарте EN ISO 13443 «Природный газ. Стандартные эталонные условия», в версии, действующей в соответствующий момент.

Коэффициенты пересчета между исходными условиями

Исходная температура в °C (сгорание, объем)	от	от	от	от	от	от
	25/20 до 25/0	25/20 до 15/15	25/20 до 0/0	25/0 до 15/15	25/0 до 0/0	15/15 до 0/0
Фактическая высшая теплотворная способность в зависимости от объема	1,0738	1,0185	1,0766	0,9486	1,0026	1,0570
Фактическая низшая теплотворная способность в зависимости от объема	1,0738	1,0176	1,0741	0,9477	1,0003	1,0555
Реальной индекс Воббе	1,0736	1,0185	1,0764	0,9487	1,0026	1,0569

Источник: EN ISO 13443 «Природный газ. Стандартные эталонные условия»

Глава IV КАЧЕСТВО ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЕГО ОДОРИЗАЦИЯ

Раздел 1

Управление трансграничными торговыми ограничениями вызванными различиями в качестве природного газа

93. ОПС сотрудничает, чтобы избежать ограничений на трансграничную торговлю из-за различий в качестве природного газа. Эти действия, инициированные и выполняемые ОПС в их стандартных операциях, могут включать, среди прочего, изменение и смешивание.

94. В случае если ОПС не может избежать ограничение на пути трансграничной торговли, вызванное различиями в параметрах качества природного газа и признанное НАРЭ и национальными регулирующими органами для прилегающих ОПС, эти органы могут запросить ОПС выполнить в течение 12 месяцев действия, упомянутые в подпунктах 1)-5), в следующем порядке:

1) сотрудничать и разрабатывать технически выполнимые варианты без изменения спецификаций, касающихся качества природного газа, включая обязательства по подаче и обработке природного газа, с целью устранения признанного ограничения;

2) совместно проводить анализ затрат и выгод по технически осуществимым вариантам, чтобы определить экономически эффективные решения, которые определяют распределение затрат и выгод по категориям затрагиваемых сторон;

3) сделать оценку времени реализации для каждого потенциального варианта;

4) провести общественную консультацию по выявленным возможным решениям и принять во внимание результаты консультации;

5) представить НАРЭ на утверждение и другим компетентным национальным органам каждой участвующей Государственной Договаривающейся Стороны, для информации, общее предложение об устранении признанного ограничения, включая график реализации, на основе анализа затрат и выгод и результатов соответствующих общественных консультаций;

6) В случае, если ОПС не достигнет соглашения по решению, каждый ОПС должен немедленно сообщить об этом НАРЭ.

95. Перед принятием Решения в соответствии с подпунктом 5) пункта 94 настоящего Кодекса, НАРЭ консультируется с национальными регулирующими органами стран Договаривающихся сторон Энергетического сообщества. Принимая свое Решение, НАРЭ учитывает мнение центрального специализированного органа государственного управления в области энергетики прилегающих государств, чтобы иметь согласованное решение на основе взаимного соглашения.

Раздел 2

Краткосрочный мониторинг качества природного газа и публикация данных

96. ОПС публикуют на своих электронных страницах для каждой точки межсистемного соединения и с периодичностью не менее одного раза в час в течение газового дня индекс Воббе и более высокую теплотворную способность природного газа, поступающего в их передающей сети природного газа во всех физических точках межсистемного соединения.

97. В качестве исключения для точек межсистемного соединения, которые не имеют соответствующего измерительного оборудования на момент принятия настоящего Кодекса, частота публикации индекса Воббе и более высокой теплотворной способности составляет один раз в день. В таких случаях ОПС обязан незамедлительно подать в НАРЭ запрос об отступлении. Запрос об отступлении должен включать предложение об установке соответствующего измерительного оборудования с точным сроком его ввода в эксплуатацию, который не может превышать 2 года. Отступление должно быть подтверждено НАРЭ.

Раздел 3

Представление информации о краткосрочных колебаниях качества природного газа

98. В дополнение к точкам межсистемного соединения, этот Раздел также применяется к другим точкам передающей сети природного газа, где измеряется качество природного газа.

99. ОПС выбирает одну или несколько из следующих сторон, которым должна передаваться информация об изменении качества природного газа:

1) конечные потребители, чьи установки использования подключены к передающей сети природного газа ОПС, эксплуатационные процессы, на которые отрицательно влияют различия в качестве природного газа, или пользователь системы, действующий от имени конечного потребителя, чьи рабочие процессы подвержены неблагоприятному влиянию колебаний качества природного газа, когда не заключен прямой договор между ОПС и соответствующими конечными потребителями;

2) ОПС напрямую подключенные к передающей сети природного газа ОПС, имея подключенные конечные потребители, на эксплуатационные процессы которых отрицательно влияют различия в качестве природного газа;

3) операторы хранилищ, напрямую связанные с сетью природного газа ОПС, на эксплуатационные процессы которых отрицательно влияют различия в качестве природного газа.

100. Каждый ОПС обязан:

- 1) определить и вести список сторон, имеющих право на получение информации о качестве природного газа;
- 2) сотрудничать со сторонами, указанными в списке выше, для того чтобы оценивать:
 - a) информацию о качественных параметрах природного газа, которые должны быть представлены;
 - b) частоту, с которой информация должна быть представлена;
 - c) временной запас;
 - d) способ связи.

101. Пункт 100 не накладывает на ОПС обязательство по установке дополнительного измерительного или прогнозирующего оборудования, если НАРЭ не предусматривает иное. Информация, указанная в пункте 100, подпункт 2), а) представлена в качестве наилучшей оценки ОПС в любой момент времени и предназначена для внутреннего использования получателем информации.

Раздел 4

Управление трансграничными торговыми ограничениями из-за различий в отношении практики одоризации

102. В случае если ОПС не может избежать ограничения на трансграничную торговлю из-за различий в методах одоризации, и оно признано компетентным органом в области промышленной безопасности, он может потребовать от ОПС в течение 6 месяцев достичь соглашение, которое может включать в себя обязательства по потоку и изменению для устранения любых признанных ограничений. ОПС представляет соответствующее соглашение НАРЭ на утверждение.

103. В случае если не может быть достигнуто соглашение между ОПС после 6-месячного периода, или если НАРЭ соглашается с компетентными национальными регулирующими органами прилегающих ОПС, что соглашение, предложенное прилегающими ОПС, является недостаточно эффективным для устранения ограничения, ОПС в сотрудничестве с НАРЭ и соответствующими национальными регулирующими органами прилегающих ОПС в течение следующих 12 месяцев, определяют подробный план, который устанавливает наиболее эффективный метод устранения признанного ограничения в соответствующей трансграничной точке межсистемного соединения.

104. Для того, чтобы выполнить свои обязательства в соответствии с пунктом 102 ОПС должны выполнить следующие действия, последовательном порядке:

- 1) разработать варианты для снятия ограничения, путем выявления и оценки:
 - a) перехода к физическому трансграничному потоку неодоризованного природного газа;
 - b) потенциального физического потока одоризованного природного газа в неодоризованную передающую сеть, а также во межсистемные соединения, расположенные ниже по потоку;
 - c) приемлемого уровня одоризованного газа для трансграничного физического потока природного газа;
 - d) переход к трансграничному физическому потоку неодоризованного природного газа;
- 2) совместно проводить анализ затрат и выгод технически осуществимых вариантов для определения экономически эффективных решений. Этот анализ должен:

- а) учитывать уровень безопасности;
- б) включить информацию об объемах природного газа, планируемого к транспортировке, и подробную информацию о затратах на необходимые инвестиции в инфраструктуру;
- в) указать распределение затрат и выгод по категориям затрагиваемых сторон;
- 3) сделать оценку времени реализации для каждого потенциального варианта;
- 4) провести общественную консультацию и принять во внимание результаты этой консультации;
- 5) представить компетентным национальным органам на утверждение возможные решения, включая механизмы возмещения затрат и график реализации.

После утверждения НАРЭ и соответствующими национальными регулирующими органами для прилегающих ОПС, соответствующее решение применяется в соответствии с графиком, изложенным в пункте 5).

105. Если НАРЭ и соответствующие национальные регулирующие органы прилегающих ОПС не утверждают ни одно решение, представленное на основании пункта 104 подпункт 5) настоящего Кодекса в течение 6 месяцев с момента представления решения или если ОПС не могут предложить решение в течение 12-месячного периода, предусмотренного в пункте 103 настоящего Кодекса, осуществляется переход к трансграничному неодоризованному физическому потоку природного газа, в соответствии с графиком, утвержденным компетентными национальными регулирующими органами, но не превышающий 4 года. После полного перехода, с технической точки зрения, к неодоризованному природному газу, ОПС принимает неизбежные технические уровни последовательного снижения остаточных количеств одоризованных веществ в трансграничных потоках природного газа.

Глава V ОБМЕН ДАННЫМИ

Раздел 1

Общие решения для обмена данными

106. Для целей настоящего Кодекса контрагентами являются пользователи системы, которые активны в:

- 1) точки соединения; или
- 2) как точки соединения, так и виртуальные точки.

107. Требования к обмену данными, изложенные в Положении о доступе к передающим сетям и управлению перегрузками, а также в настоящем Кодексе между ОПС и от ОПС к их контрагентам выполняются с помощью общих решений по обмену данными, изложенных в пунктах 108-109 настоящего Кодекса.

108. В зависимости от требований к обмену данными, изложенных в пункте 107 настоящего Кодекса, один или несколько из следующих типов обмена данными могут быть реализованы и использованы:

- 1) обмен данными на основе документов: данные помещаются в файл, причем обмен осуществляется автоматически между соответствующими ИТ-системами;
- 2) интегрированный обмен данными: обмен данными между двумя приложениями, непосредственно в соответствующих ИТ-системах;

3) интерактивный обмен данными: обмен данными осуществляется в интерактивном режиме через онлайн-приложение, посредством браузера.

109. Общие решения для обмена данными включают протокол, формат данных и сеть. Для каждого из типов обмена данными, перечисленных в пункте 108 настоящего Кодекса, используются следующие общие решения для обмена данными:

- 1) для обмена данными на основе документов:
 - a) протокол: AS4;
 - b) формат данных: Edig@s-XML или эквивалентный формат данных, обеспечивающий одинаковую степень совместимости, публикуемый ENTSO-G.
 - 2) для интегрированного обмена данными:
 - a) протокол: HTTP/S-SOAP;
 - b) формат данных: Edig@s-XML или эквивалентный формат данных, обеспечивающий одинаковую степень совместимости, публикуемый ENTSO-G.
 - 3) Для интерактивного обмена данными используется протокол HTTP/S.
- Для всех типов обмена данными, указанных в подпунктах 1)-3), сетью является Интернет.

Раздел 2

Доступность и безопасность системы обмена данными

110. Каждый ОПС и каждый контрагент несут ответственность за обеспечение адекватных мер безопасности. В частности, они:

- 1) обеспечивают безопасность цепи связи для предоставления безопасной и надежной связи, включая защиту конфиденциальности посредством шифрования, целостности и подлинности посредством подписи отправителя и принятия посредством подписанного подтверждения;
- 2) принимают адекватные меры безопасности для предотвращения несанкционированного доступа к своей ИТ-инфраструктуре;
- 3) незамедлительно уведомляют другие стороны, сообщающие о любом несанкционированном доступе, который имел или мог иметь место в их собственной системе.

111. Каждый ОПС отвечает за обеспечение доступности своей собственной системы и:

- 1) принимает надлежащие меры для предотвращения недоступности единственной неисправной точки системы обмена данными, в том числе вплоть до сетевого соединения с поставщиками услуг Интернета;
- 2) получает адекватные услуги и помощь от поставщика услуг интернета;
- 3) сводит к минимуму периоды недоступности в результате запланированного технического обслуживания ИТ и своевременно информирует своих коллег до планируемой недоступности.

Раздел 3

Внедрение общих решений для обмена данными

112. В зависимости от требований к обмену данными, изложенных в пункте 107 настоящего Кодекса, ОПС предоставляет и использует общие решения для обмена данными, определенные в пунктах 108-109 настоящего Кодекса.

113. Если на дату вступления в силу настоящего Кодекса уже существуют решения для обмена данными между ОПС и контрагентами и, если существующие решения для обмена данными совместимы с пунктами 110-111 настоящего Кодекса и с требованиями, касающимися обмена данными, приведенными в пункте 106 настоящего Кодекса, существующие решения для обмена данными могут продолжать применяться после консультации с пользователями системы и после утверждения НАРЭ.

ЧАСТЬ IV МЕХАНИЗМЫ ВЫДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ В ПЕРЕДАЮЩИХ СЕТЯХ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Глава I ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Раздел 1

114. В настоящем Разделе устанавливаются механизмы выделения мощностей в передающих сетях природного газа для существующих и дополнительных мощностей, а также способ сотрудничества прилегающих ОПС для содействия продажам мощностей с учетом общих коммерческих и технических правил, касающихся механизмов выделения мощности.

115. Раздел IV применяется к точкам межсистемного соединения между Договаривающимися Сторонами. Настоящий Раздел не применяется к точкам выхода для конечных потребителей и к точкам выхода в распределительные сети, к точкам входа в установки по производству сжиженного газа (СПГ), терминалам и к точкам входа или выхода из газохранилищ.

116. Стандартизированные механизмы выделения мощности, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, должны включать в себя процедуру проведения торгов для ОПС, которая будет предложена и распределена между точками межсистемного соединения между странами Договаривающихся сторон. Если предлагается дополнительная мощность, могут также использоваться альтернативные механизмы распределения при условии соблюдения требований, изложенных в пункте 292 настоящего Кодекса.

117. Настоящий Раздел применяется ко всей технической и прерываемой мощности в точках межсистемного соединения, а также к дополнительной мощности по смыслу Положения о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузками.

118. Если применяется альтернативный механизм выделения мощности в соответствии с пунктами 291-296 настоящего Кодекса, применяются пункты 136-142, 153-241, 242, подпункт 2) и 312-317 не применяются к уровням тендера, если национальными регулирующими органами не принято иное решение.

119. Если применяются неявные методы выделения мощности, национальные регулирующие органы могут принять решение не применять пункты 136-317.

120. Чтобы предотвратить закрытие/блокирование нижестоящих рынков снабжения, национальные регулирующие органы могут, после консультации с пользователями системы, принять решение о принятии соразмерных мер, чтобы ограничить возможность для отдельного пользователя системы заранее подать предложение на мощность в точках межсистемного соединения Договаривающейся стороны.

Глава II ПРИНЦИПЫ СОТРУДНИЧЕСТВА

Раздел 1

Стандартизация общения

121. Если обслуживание сети или части передающей сети влияет на мощность передающей сети, которая может быть предоставлена в точках межсистемного соединения, ОПС должен сотрудничать с прилегающими ОПС в отношении их планов обслуживания, чтобы минимизировать воздействие на возможные потоки природного газа и на мощность в точке межсистемного соединения.

122. ОПС координирует внедрение стандартных процедур связи, скоординированных информационных систем и совместимых электронных коммуникаций, таких как общие форматы и протоколы обмена данными и согласовывают принципы обработки таких данных.

123. Стандартные процедуры связи включают, в частности, процедуры, связанные с доступом системных пользователей к тендерной системе ОПС или к соответствующей платформе бронирования, а также к рассмотрению информации, представленной в отношении тендера. Время и содержание данных, подлежащих обмену, должны соответствовать положениям, изложенным в Главе III настоящего Раздела.

124. Стандартные процедуры связи, принятые ОПС, включают План действий и крайний срок реализации, который должен соответствовать разработке платформы (платформ) резерва мощности в соответствии с пунктами 313-317 настоящего Кодекса. ОПС обеспечивает конфиденциальность коммерческой информации.

Раздел 2

Расчет и оптимизация мощности

125. Максимальная техническая мощность передающей сети природного газа предоставляется пользователям системы с учетом целостности системы, безопасности и эффективной работы сети.

126. Чтобы максимизировать поставку совокупной мощности за счет оптимизации технической мощности, ОПС принимают следующие меры в точках межсистемного соединения, отдавая приоритет точкам межсистемного соединения, в которых имеется договорная перегруженность, в соответствии с Положением о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузкой. ОПС должен разработать и применить общий метод, определяющий конкретные меры, которые должны быть приняты ОПС для достижения необходимой оптимизации:

1) общий метод должен включать углубленный анализ технических мощностей, включая любые различия, существующие по обе стороны от точки межсистемного соединения, а также конкретные действия и подробный график – в том числе возможные последствия и нормативные разрешения, необходимые для возмещения затрат и корректировки режима затрат. регулирование для максимизации совокупного предложения мощности. Эти конкретные действия не должны отрицательно влиять на подачу мощности в других точках сетей, а также в точках распределительных сетей, имеющих отношение к безопасности снабжения конечного потребителя, таких как те, которые обслуживают хранилища, терминалы СПГ и защищенных потребителей;

2) методология расчета и правила предоставления мощности, принятые ОПС, реагируют на конкретные ситуации, когда конкурирующие мощности между системами включают точки межсистемного соединения и точки входа/выхода на склады хранения;

3) этот углубленный анализ должен учитывать предположения, сформулированные в Плане развития передающих сетей природного газа на 10 лет, в зависимости от обстоятельств, национальные инвестиционные планы, соответствующие обязательства, вытекающие из применимого национального законодательства, и любые другие договорные обязательства;

4) ОПС применяет динамический подход к перерасчету технической мощности, в зависимости от обстоятельств, вместе с динамическим расчетом, применяемым к дополнительной мощности, в соответствии с пунктами 72-73 настоящего Кодекса [Положения о доступе к передающим сетям природного газа и управлении перегрузками](#), определяя подходящую частоту для пересчета мощности для каждой точки межсистемного соединения и с учетом их специфики;

5) в рамках общего метода, прилегающие ОПС обращаются к другим ОПС, которые конкретно затронуты точкой межсистемного соединения;

6) ОПС принимают во внимание информацию, которую системные пользователи могут предоставить относительно будущих прогнозируемых потоков при пересчете технического потенциала.

127. ОПС совместно оценивают по крайней мере, следующие параметры и, при необходимости, корректируют их:

1) обязательства относительно давления;

2) все соответствующие сценарии спроса и предложения, включая подробную информацию об эталонных климатических условиях и конфигурации сети, связанных с экстремальными сценариями;

3) теплотворная способность.

128. Если оптимизация технической мощности создает затраты для ОПС, в частности затраты, которые неравномерно влияют на ОПС по обе стороны от точки межсистемного соединения, ОПС разрешается эффективно возмещать такие затраты, через нормативные акты, утвержденные НАРЭ в соответствии со ст.7, ч.(2) п.а), ст.98 и 99 [Закона 108/2016](#) и, соответственно, национальным компетентным регулирующим органом для прилегающего ОПС.

129. Если компетентные национальные регулирующие органы для прилегающих ОПС не смогли достичь соглашения в течение 6 месяцев с даты, на которую они были уведомлены, или по совместному запросу национальных регулирующих органов для прилегающих ОПС, Регулирующий комитет Энергетического сообщества (далее – Регулирующий комитет ЕС) принимает решение, в зависимости от обстоятельств, о тех аспектах регулирования, касающихся трансграничной инфраструктуры, которые входят в компетенцию национальных регулирующих органов.

130. Компетентные национальные регулирующие органы могут совместно потребовать продления периода, указанного в пункте 129 настоящего Кодекса, до шести месяцев.

131. Соответствующие национальные регулирующие органы и ОПС должны представить в Регулирующий комитет ЕС предложения и замечания, необходимые для подготовки решения в соответствии с пунктом 129 настоящего Кодекса.

132. Если дело было передано на рассмотрение в Регулирующий комитет ЕС в соответствии с пунктом 129 настоящего Кодекса, он должен принять свое решение в течение 6 месяцев с даты уведомления и, в случае необходимости, принять временное решение чтобы обеспечить безопасность поставок или эксплуатационную безопасность инфраструктуры.

133. Где это применимо, национальные регулирующие органы должны консультироваться с пользователями системы относительно применяемого метода расчета и общего подхода.

Раздел 3

Обмен информацией между прилегающими ОПС

134. Прилегающие ОПС регулярно обмениваются информацией о заявке, повторной заявке, корреляции и подтверждении в соответствующих точках межсистемного соединения.

135. Прилегающие ОПС обмениваются информацией о содержании собственных передающих сетей природного газа для внесения вклада в процессе принятия решений относительно технического использования точек межсистемного соединения. Процедуры обмена данными между прилегающими ОПС включены в соглашение о межсистемного соединения, заключенное между ними.

Глава III

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТОВ ГАРАНТИРУЕМОЙ МОЩНОСТИ

Раздел 1

Методология распределения

136. Для выделения мощности в точках межсистемного соединения используются аукционы, если в соответствии с пунктами 291-296 настоящего Кодекса не применяется альтернативная методология распределения.

137. Во всех точках межсистемного соединения применяется одна и та же модель аукциона. Тендерные процессы начинаются одновременно для всех точек межсистемного соединения. Каждый процесс торгов, нацеленный на один ОПС, распределяет мощность независимо от любого другого процесса торгов, если не предлагается дополнительная мощность или если, в соответствии с соглашением непосредственно участвующими ОПС, и утверждением НАРЭ, мощность распределяется одновременно. Национальный регулирующий орган любого затрагиваемого государства-члена ЕС или соседней Договаривающейся стороны сообщает позицию, которая должна приниматься во внимание соответствующим национальным регулирующим органом. Если предлагается дополнительная мощность, независимое распределение не применяется к процессам одновременных торгов для соответствующих уровней аукциона, поскольку они взаимозависимы, и может быть назначен только один уровень аукциона.

138. ОПС должен следовать логическому порядку, в соответствии с которым сначала предлагаются продукты, покрывающие годовую мощность, а затем продукт с меньшей продолжительностью использования для того же периода. Время проведения аукционов, указанное в пунктах 153-205 настоящего Кодекса, должно соответствовать этому принципу.

139. Правила, касающиеся ОПС, предусмотренные в пунктах 146-152 настоящего Кодекса и аукционах, изложенных в пунктах 153-205 настоящего Кодекса, применяются в

случае агрегированной мощности и не агрегированной мощности в точке межсистемного соединения.

140. Для аукциона, наличие ОПС сообщается в соответствии с разделами 153-205 и в соответствии с календарем аукциона.

141. В каждой точке межсистемного соединения должно быть зарезервировано не менее 20% существующей технической мощности в соответствии с пунктом 142. Если доступная мощность меньше доли технической мощности, которая должна быть зарезервирована, резервируется вся доступная мощность. Данная мощность предоставляется в соответствии с пунктом 142, подпункт 2) а оставшаяся зарезервированная мощность предоставляется в соответствии с пунктом 142, подпункт 1).

142. Любая мощность, зарезервированная в соответствии с пунктом 141 настоящего Кодекса, предоставляется при соблюдении следующих условий:

1) не менее 10% технической мощности, имеющейся в каждой точке межсистемного соединения, предлагается не ранее ежегодного аукциона годовой мощности, предусмотренной в пунктах 153-164 настоящего Кодекса, проводимого в соответствии с графиком аукциона в течение предыдущего 5-го газового года, предшествующего началу соответствующего газового года; и

2) дополнительно не менее 10% технической мощности, имеющейся в каждой точке межсистемного соединения, предлагается не ранее ежегодного аукциона ежеквартальной мощности, указанного в пунктах 153-164 настоящего Кодекса, и проводится в соответствии с графиком аукциона в течение газового года, предшествующего началу соответствующего газового года.

143. В случае дополнительной мощности зарезервировано и предложено не менее 10% дополнительной технической мощности в точке межсистемного соединения не ранее ежегодного аукциона квартальной мощности, предусмотренного в пунктах 165-173 настоящего Кодекса и проводимого в соответствии с графиком аукциона в течение газового года, предшествующего началу соответствующего газового года.

144. Точная пропорция мощности, которая должна быть зарезервирована в соответствии с разделами 125-132 и 136-145, является предметом консультаций между заинтересованными сторонами, согласования между ОПС и утверждения национальными регулирующими органами в каждой точке межсистемного соединения. Национальные регулирующие органы рассматривают, в частности, возможность резервирования более крупных частей краткосрочной мощности, чтобы избежать закрытия рынков сбыта.

145. Мощность, созданная с помощью нерыночных процедур, и для которой окончательное инвестиционное решение было принято без предварительных обязательств со стороны системных пользователей, предлагается и распределяется как доступный ПСМ, как предусмотрено настоящим Разделом.

Раздел 2

Продукты стандартной мощности

146. ОПС предоставляет продукты стандартной ежегодной, ежеквартальной, ежемесячной, ежедневной и внутрисдневной мощности.

147. Продукт стандартной ежегодной мощности, представляет мощность, которая может быть запрошена системным пользователем для всех газовых дней в данном газовом году (начиная с 1 октября).

148. Продукт стандартной ежеквартальной мощности, представляет мощность, которая может быть запрошена системным пользователем для всех газовых дней в данном квартале (начиная с 1 октября, 1 января, 1 апреля или 1 июля соответственно).

149. Продукт стандартной ежемесячной мощности, представляет мощность, которая может быть запрошена системным пользователем для всех газовых дней в определенном календарном месяце (начиная с первого дня каждого месяца).

150. Продукт стандартной ежедневной мощности, представляет мощность, которая может быть запрошена системным пользователем для одного газового дня.

151. Продукт стандартной внутрисуточной мощности, представляет мощность, которая может быть запрошена системным пользователем от момента начала в течение определенного газового дня до конца того же газового дня.

152. Предлагаемая мощность выражается в единицах энергии за единицу времени. Используются следующие единицы: кВтч/час или кВтч/день. Если используется кВтч/день, предполагается, что в течение всего газового дня существует постоянный поток природного газа.

Раздел 4

Ежегодные аукционы ежегодной мощности

153. Ежегодные аукционы ежегодной мощности проводятся один раз в год.

154. Мощность для Продукта стандартной ежегодной мощности, выставляется на аукцион посредством ежегодного аукциона мощности с использованием алгоритма аукционов с повышением цены в соответствии с пунктами 209-230 настоящего Кодекса.

155. Процесс аукциона предлагает мощность как минимум на следующие 5 газовых лет и на период, не превышающий следующие 15 газовых лет для существующей мощности. Когда предлагается дополнительная мощность, на аукционах мощности могут предлагаться предложения на максимальный период 15 лет с начала эксплуатации.

156. В следующем газовом году с даты вступления в силу настоящего Кодекса ежегодные аукционы мощности начинаются в первый понедельник июля каждого года, если в календаре аукциона не указано иное.

157. Во время аукциона ежегодной мощности, системные пользователи могут участвовать в одном или нескольких одновременных тендерах, связанных с каждой точкой межсистемного соединения, для запроса ПСМ.

158. Мощность, предлагаемая на аукционе ежегодной мощности, равна:

$$A - B - C + D + E - F$$

Где:

A – техническая мощность ОПС для каждого из ПСМ;

B – для аукционов, предлагающих ежегодную мощность на следующие 5 лет, это техническая мощность (A) зарезервированная в соответствии с пунктом 142, а для аукционов годовой мощности на период, превышающий первые 5 лет, это техническая мощность (A), зарезервированная в соответствии с пунктом 142;

C – ранее проданная техническая мощность, скорректированная с учетом вновь предлагаемой мощности, в соответствии с процедурами, применимыми к управлению заторами;

D – дополнительная мощность за рассматриваемый год, если применимо.

Е – дополнительная мощность за рассматриваемый год, включенная в соответствующий уровень предложения, если применимо;

Г – дополнительная мощность (Е), если применимо, зарезервированная в соответствии с пунктом 143 и пунктом 144.

159. Предлагаемая мощность может быть агрегированной или неагрегированной в соответствии с пунктом 242 настоящего Кодекса. Это положение также применяется ко всем другим аукционам, указанным в пунктах 165-205 настоящего Кодекса.

160. По крайней мере за один месяц до начала аукциона ОПС должен информировать системных пользователей о гарантируемой мощности, которая будет предлагаться на каждый год в рамках следующего аукциона ежегодной мощности.

161. Аукционные раунды для каждого аукциона проводятся между 8.00 и 17.00 UTC (зимнее время) или между 7.00 и 16.00 UTC (летнее время) во все соответствующие газовые дни. Аукционные раунды открыты и закрыты каждый газовый день, как предусмотрено в пункте 210 настоящего Кодекса.

162. Результаты распределений, полученные на аукционе, одновременно предоставляются отдельным системным пользователям, участвующим в соответствующем аукционе, как можно скорее и не позднее следующего рабочего дня после закрытия раунда аукциона.

163. В случае дополнительной мощности обязательства системных пользователей по сокращению мощности, включая соблюдение или несоблюдение условий для нового аукциона, в соответствии с пунктом 289 настоящего Кодекса, предоставляются отдельным системным пользователями участвующим в соответствующем тендере, одновременно и не позднее следующего рабочего дня после закрытия раунда аукциона. Результаты экономических тестов предоставляются отдельным системным пользователям, участвующим в соответствующем аукционе, одновременно и не позднее, чем через 2 рабочих дня после закрытия раунда аукциона.

164. Совокупная информация о результатах аукциона публикуется и предоставляется участникам рынка природного газа.

Раздел 4

Ежегодные аукционы ежеквартальной мощности

165. Ежегодно проводится 4 аукциона ежеквартальной мощности.

166. Мощность для каждого продукта стандартной ежеквартальной мощности выставляется на аукцион посредством ежегодных аукционов ежеквартальной мощности с использованием алгоритма аукциона с растущей ценой, в соответствии с пунктами 209-230 настоящего Кодекса.

167. Мощность за кварталы следующего газового года выставляется на аукцион посредством параллельных тендеров для каждого квартала и в связи с каждой точкой межсистемного соединения следующим образом:

1) за первый квартал (октябрь-декабрь) до четвертого квартала (июль-сентябрь) во время первого ежегодного аукциона квартальной мощности;

2) за второй квартал (январь-март) до четвертого квартала (июль-сентябрь) во время 2-го ежегодного аукциона квартальной мощности;

3) за третий квартал (апрель-июнь) до четвертого квартала (июль-сентябрь) во время 3-го ежегодного аукциона квартальной мощности;

4) за четвертый квартал (июль-сентябрь), во время 4-го ежегодного аукциона квартальной мощности.

Для каждого ежегодного аукциона квартальной мощности, системные пользователи могут участвовать во всех параллельных аукционах.

168. В каждом газовом году ежегодные аукционы ежеквартальной мощности начинаются в следующие дни, если в календаре аукциона не указано иное:

1) первый ежегодный аукцион ежеквартальной мощности начинается в первый день понедельника августа;

2) второй ежегодный аукцион ежеквартальной мощности начинается в первый день понедельника ноября;

3) третий ежегодный аукцион ежеквартальной мощности начинается в первый день понедельника февраля;

4) четвертый ежегодный аукцион ежеквартальной мощности начинается в первый понедельник мая.

169. Мощность, предлагаемая на ежегодных ежеквартальных аукционах, равна:

$$A - C + D$$

где:

A – техническая мощность ОПС для каждого из ПСМ;

C – ранее проданная техническая мощность, скорректированная принимая во внимание мощность которая предлагается снова в соответствии с применимыми процедурами управления перегрузками;

D – дополнительная мощность для соответствующего квартала, в зависимости от обстоятельств.

170. За две недели до начала аукционов ОПС информирует системных пользователей о мощности, которая будет предложена для каждого квартала в течение следующего аукциона квартальной мощности.

171. Аукционные раунды для каждого аукциона проводятся между 8.00 и 17.00 UTC (зимнее время) или между 7.00 и 16.00 UTC (летнее время) во все соответствующие газовые дни. Аукционные раунды открываются и закрываются каждый газовый день в соответствии с пунктом 210 настоящего Кодекса.

172. Результаты о распределениях, полученные на аукционе, одновременно предоставляются отдельным системным пользователям, участвующим в соответствующем аукционе, как можно скорее и не позднее, чем на следующий рабочий день после закрытия раунда аукциона.

173. Совокупная информация о результатах аукциона публикуется и предоставляется для рынка.

Раздел 5

Периодические аукционы ежемесячной мощности

174. Периодический аукцион ежемесячной мощности проводится раз в месяц.

175. Мощность для каждого продукта стандартной ежемесячной мощности выставляется на аукцион посредством периодических аукционов ежемесячной мощности с использованием алгоритма аукциона с растущей ценой, в соответствии с пунктами 209-230

настоящего Кодекса. Каждый месяц, выставляется на аукцион продукт стандартной ежемесячной мощности для следующего календарного месяца.

176. В рамках периодического аукциона ежемесячной мощности, системные пользователи могут запросить продукт стандартной ежемесячной мощности.

177. Периодические аукционы ежемесячной мощности начинаются в третий день каждого месяца для следующего продукта стандартной ежемесячной мощности, если иное не указано в календаре аукциона.

178. Мощность, предлагаемая в рамках периодического аукциона ежемесячной мощности, должна быть равна, ежемесячно:

$$A - C + D$$

где:

A – техническая мощность ОПС для каждого из ПСМ;

C – ранее проданная техническая мощность, скорректированная принимая во внимание мощность которая предлагается снова в соответствии с применимыми процедурами управления перегрузками;

D – дополнительная мощность для соответствующего месяца, в зависимости от обстоятельств.

179. За неделю до начала аукциона, ОПС должен проинформировать системных пользователей о мощности, которая будет предложена на следующем периодическом аукционе ежемесячной мощности.

180. Аукционные раунды проводятся с 8.00 до 17.00 UTC (зимнее время) или с 7.00 до 16.00 UTC (летнее время) во все соответствующие газовые дни. Аукционные раунды открыты и закрыты каждый газовый день, как предусмотрено в пункте 210 настоящего Кодекса.

181. Результаты, касающиеся распределений, полученных после аукциона, одновременно предоставляются отдельным пользователям сети, участвующим в соответствующем аукционе, как можно скорее и не позднее следующего рабочего дня после закрытия раунда аукциона.

182. Совокупная информация о результатах аукциона публикуется и предоставляется рынку.

Раздел 6

Периодические аукционы мощности на следующий день

183. Периодический аукцион мощности следующего дня проводится один раз в день.

184. Каждый день ОПС для следующего газового дня выставляется на аукцион через периодический аукцион мощности на следующий день.

185. Мощность для каждого продукта стандартной ежедневной мощности выставляется на аукцион через периодический аукцион мощности на следующий день с использованием алгоритма торгов с единой ценой, в соответствии с пунктами 231-241 настоящего Кодекса. Каждый день выставляется на аукцион продукт стандартной ежедневной мощности для следующего газового дня.

186. Во время периодического аукциона мощности для следующего дня, системные пользователи должны иметь возможность запрашивать мощность для одного продукта стандартной ежедневной мощности.

187. Аукционный раунд открывается ежедневно в 15:30 UTC (зимнее время) или 14:30 UTC (летнее время).

188. Предложения мощности для одного продукта стандартной ежедневной мощности в рамках периодического аукциона на следующий день проводится следующим образом: представление, снятие или изменение предложения осуществляется с 15:30 до 16:00 UTC (зимнее время) или с 14:30 до 15:00 UTC (летнее время).

189. Мощность, которая будет предложена во время периодического аукциона, на следующий день равна:

$$A - C + D$$

где:

A – техническая мощность ОПС для каждого из ПСМ;

C – ранее проданная техническая мощность, скорректированная принимая во внимание мощность которая предлагается снова в соответствии с применимыми процедурами управления перегрузками;

D – дополнительная мощность для соответствующего дня, в зависимости от обстоятельств.

190. Во время открытия раунда аукциона ОПС информирует системных пользователей о мощности, которая будет предложена на следующем периодическом аукционе мощности на следующий день.

191. Результаты распределений, полученные на аукционе, предоставляются одновременно отдельным системным пользователям, участвующим в соответствующем аукционе, не позднее, чем через 30 минут после закрытия раунда аукциона.

192. Совокупная информация о результатах аукциона публикуется и предоставляется участникам рынка.

Раздел 7

Аукционы внутрисдневной мощности

193. При наличии свободных мощностей организуется аукцион внутрисдневной мощности каждый час в течение газового дня, используя алгоритм аукциона с единой ценой, в соответствии с пунктами 231-241 настоящего Кодекса.

194. Первый раунд аукциона должен начинаться ровно в час после публикации результатов последнего аукциона на следующий день (в том числе для прерываемой мощности, если предлагается), в соответствии с пунктами 183-192 настоящего Кодекса. Первый раунд аукциона заканчивается в 1.30 UTC (зимнее время) или в 0.30 UTC (летнее время), до газового дня. Распределение победивших предложение вступает в силу с 5.00 UTC (зимнее время) или 4.00 UTC (летнее время) в соответствующий газовый день.

195. Последний раунд аукциона закрывается в 0.30 UTC (зимнее время) или в 23.30 UTC (летнее время) в соответствующий газовый день.

196. Пользователи системы имеют право подавать, отзываться или изменять предложения, начиная с момента открытия каждого раунда аукциона и заканчивая закрытием соответствующего раунда аукциона.

197. Каждый час соответствующего газового дня вступившая в силу мощность, начиная с 16:00, выставляется как внутрисдневная мощность.

198. Каждый раунд аукциона открывается в начале каждого часа соответствующего газового дня.

199. Продолжительность каждого аукционного раунда составляет 30 минут с момента открытия аукционного раунда.

200. Мощность, предлагаемая на аукционе внутрисуточного времени, каждый час равна:

$$A - C + D$$

где:

A – техническая мощность ОПС для каждого из ПСМ;

C – ранее проданная техническая мощность, скорректированная принимая во внимание мощность которая предлагается снова в соответствии с применимыми процедурами управления перегрузками;

D – дополнительная мощность, в зависимости от обстоятельств.

201. ОПС публикует гарантируемую мощность, предоставленную после закрытия последнего аукциона на следующий день и в соответствии с пунктом 304.

202. ОПС предлагает системным пользователям, которые участвуют в аукционах на следующий день, возможность того, чтобы действительные невыигранные предложения автоматически принимали участие в следующем внутрисуточном аукционе.

203. Мощность распределяется в течение 30 минут после окончания раунда аукциона, при условии, что предложения принимаются и ОПС выполняет процесс выделения мощности.

204. Результаты аукциона доступны одновременно для отдельных системных пользователей.

205. Совокупная информация о результатах аукциона публикуется как минимум в конце каждого дня.

Раздел 8

Алгоритмы аукциона

206. Если в рамках аукциона предлагается несколько ПСМ, алгоритм аукциона применяется отдельно для каждого ПСМ во время его распределения. Предложения по различным ПСМ рассматриваются независимо друг от друга при применении алгоритма аукциона.

207. Для аукционов годовой мощности, ежеквартальной мощности и ежемесячной мощности применяется алгоритм подачи заявок с возрастающей ценой с несколькими раундами аукционов, как указано в пунктах 209-230 настоящего Кодекса.

208. Для периодических аукционов мощности на следующий день и для внутрисуточных аукционов мощности применяется алгоритм аукциона с одинаковой ценой с одним раундом торгов в соответствии с пунктами 231-241 настоящего Кодекса.

Раздел 9

Алгоритм аукциона с повышающейся ценой

209. Аукционы с повышающейся ценой позволяют системным пользователям делать ставки с учетом растущих цен, которые будут объявлены в последовательных раундах аукциона, при этом начальная цена будет резервной ценой P_0 .

210. Первый раунд аукциона с ценой, равной резервной цене P_0 , должен длиться 3 часа. Последующие раунды аукциона должны длиться один час. Между раундами аукциона должен быть час.

211. Предложение должна включать:

- 1) информацию о личности системного пользователя, подающего предложению;
- 2) точку межсистемного соединения и направление потока природного газа;
- 3) ПСМ, для которых запрашивается мощность;
- 4) для каждого уровня цен – мощность запрашиваемого ПСМ;
- 5) уровень предложения, где предлагается дополнительная мощность.

212. Предложение считается действительной, если она подана пользователем системы и соответствует всем положениям данного Раздела.

213. Чтобы системные пользователи могли участвовать в аукционе, они должны подготовить предложению в первом раунде аукциона.

214. ОПС предлагает системным пользователям возможность автоматически делать ставки на любом уровне цен.

215. После закрытия раунда аукциона, не допускается изменение, отзыв или колебание действующих предложения. Все действующие предложения становятся приверженными обязательствами, при которых системный пользователь обязуется резервировать запрашиваемую мощность по объявленной цене, при условии, что цена закрытия аукциона является той, которая объявлена в соответствующем раунде аукциона.

216. Предложение, поданная системным пользователем в рамках любого раунда аукциона, должна быть меньше или равна мощности, предлагаемой на данном аукционе. Предложение поданная системным пользователем по определенной цене, должна быть меньше или равна предложению, поданной этим системным пользователем в предыдущем раунде, если не применяются положения пункта 224 настоящего Кодекса.

217. Тендерные предложения могут быть свободно поданы, изменены или отозваны в ходе раунда аукциона при условии, что все предложения соответствуют положениям пункта 216. Действительные заявки остаются действительными до тех пор, пока не будут изменены или отозваны.

218. Для каждой точки межсистемного соединения и для каждого ПСМ определяются высокий уровень цен и низкий уровень цен, и они публикуются перед аукционом. Низкий уровень цен устанавливается таким образом, чтобы высокий уровень цен был целым кратным низкого уровня цен.

219. Высокий уровень цен устанавливается таким образом, чтобы минимизировать, насколько это возможно, продолжительность аукционного процесса. Низкий уровень цен устанавливается таким образом, чтобы, насколько это возможно, непроданная мощность сводилась к минимуму, если аукцион закрывается по цене, превышающей резервную цену.

220. Если совокупная заявка всех системных пользователей меньше или равна объему, предлагаемому в конце первого раунда аукциона, аукцион закрывается.

221. Если совокупная заявка на уровне всех системных пользователей, превышает мощность, предлагаемую в конце первого раунда аукциона или последующего раунда аукциона, открывается новый раунд аукциона по цене, равной цене предыдущего раунда аукциона, к которому добавлен высокий уровень цен.

222. Если совокупная заявка на уровне всех системных пользователей равна мощности, предлагаемой в конце второго раунда аукциона или последующего раунда аукциона, аукцион закрывается.

223. Если возникает первое занижение, происходит снижение цены и открывается новый раунд аукциона. В следующем раунде аукциона цена будет равна цене, применимой в раунде аукциона, предшествовавшем первому аукциону, к которому добавляется низкий уровень цен. Впоследствии открываются новые раунды аукциона, в ходе которых происходит повышение низкого уровня цен, так что совокупная заявка на уровне всех системных пользователей становится меньше или равной предлагаемой мощности, на которой завершается аукцион.

224. Предложение, поданная каждым системным пользователем во всех раундах аукциона, где применяются низкие уровни цен, должна быть меньше или равна заявке, поданной этим системным пользователем в раунде аукциона, предшествовавшем первому занижению. Предложение, поданная каждым системным пользователем для низкого уровня цен, должна быть меньше или равна предложению, поданной этим системным пользователем в предыдущем раунде аукциона, для которого характерны низкие уровни цен. Предложения, поданная каждым системным пользователем во всех раундах аукциона, где применяются низкие уровни цен, должна быть больше или равна предложения поданной этим системным пользователем в раунде аукциона, в котором состоялось первое занижение.

225. Если совокупная заявка на уровне всех системных пользователей выше, чем мощность, предлагаемая в раунде аукциона по цене, равной той, которая привела к первому занижению, за вычетом небольшого уровня цен, аукцион закрывается. Цена закрытия – это цена, которая привела к первому занижению, а выигранные предложения – это предложения, представленные в первом раунде аукциона, в котором произошло первое занижение.

226. После каждого раунда аукциона, заявки, поданные всеми системными пользователями на определенном аукционе, будут публиковаться в кратчайшие сроки в сводной форме.

227. Цена, объявленная для последнего раунда аукциона, в течение которого аукцион был закрыт, считается ценой закрытия конкретного аукциона, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 225 настоящего Кодекса.

228. Все системные пользователи, которые представили действительные предложения по цене закрытия, распределяют соответствующую мощность в соответствии со своими предложениями по цене закрытия. Если предлагается дополнительная мощность, выделение дополнительной мощности обусловлено результатом, полученным вследствие экономического теста в соответствии с пунктами 250-252 настоящего Кодекса. Системные пользователи, выигравшие аукцион, платят цену закрытия аукциона, используя подход с фиксированной ценой или подход с переменной ценой, как предусмотрено в пункте 390 настоящего Кодекса, а также любые другие цены, применимые, когда может быть использована выделенная им мощность.

229. После закрытия каждого аукциона публикуется окончательный результат аукциона, включая совокупную выделенную мощность и цену закрытия. Системные пользователи, выигравшие аукцион, информируются о выделенных им мощностях, а индивидуальная информация сообщается только заинтересованным сторонам. Если выделяется дополнительная мощность, этот пункт применяется только к результатам аукциона, уровень которого обеспечивает наибольшую мощность, что привело к положительному экономическому тесту в соответствии с пунктом 252.

230. Если аукцион с растущей ценой не закончился до тех пор, пока не запланирован (в соответствии с календарем аукциона) следующий аукцион мощности, охватывающего тот же период, первый аукцион закрывается и мощность не распределяется. Мощность предлагается на следующем соответствующем аукционе.

Раздел 10

Алгоритм аукциона с единой ценой

231. В рамках аукциона с единой ценой существует только один раунд аукциона, в котором системный пользователь составляет предложение цены и мощности.

232. Во время раунда данного аукциона системные пользователи могут подать до 10 предложений. Каждое предложение обрабатывается независимо от других предложения. После закрытия раунда аукциона остальные предложения не могут быть изменены или отозваны.

233. В предложение должны быть указаны:

- 1) информация о личности системного пользователя, подающего предложения;
- 2) точка межсистемного соединения и направление потока;
- 3) ПСМ, для которых запрашивается мощность;
- 4) мощность для запрашиваемого ПСМ, которая должна быть меньше или равна мощности, предлагаемой на конкретном аукционе;
- 5) минимальная мощность для соответствующего ПСМ, которую системный пользователь соглашается распределить согласно соответствующему алгоритму, если запрашиваемый системный пользователь не распределяет требуемую мощность в соответствии с подпунктом 4);
- 6) цены предложения, которые системный пользователь готов заплатить за запрашиваемую мощность, которые не должны быть ниже, чем применимая резервная цена для соответствующего ПСМ. Предложения, цены которых ниже резервной, не принимаются.

234. ОПС ранжируют все предложения для определенного ПСМ в порядке убывания их цены.

235. Все предложения, оставшиеся на момент закрытия раунда аукциона, считаются обязательными для системных пользователей, которым выделена как минимум минимальная мощность, запрашиваемая в соответствии с пунктом 233, подпунктом 5) настоящего Кодекса.

236. После классификации предложения в соответствии с пунктом 234 настоящего Кодекса и с учетом положений пунктов 237-240 настоящего Кодекса мощность распределяется на предложения в соответствии с классификацией цен. Все предложения, для которых распределяется мощность, считаются выигрышными. После выделения мощности, выделенная мощность вычитается из оставшейся невыделенной мощности.

237. После применения пункта 236 настоящего Кодекса и при условии соблюдения положений пункта 239 настоящего Кодекса, если мощность, для которой системный пользователь назначает цену, превышает оставшуюся невыделенную мощность (после того, как мощность была распределена системным пользователям, вводящим более высокие ставки), этому системному пользователю выделяется мощность, равная оставшейся невыделенной мощности.

238. После применения пункта 237 настоящего Кодекса и при условии соблюдения положений пункта 239, если в двух или более аукционах указана одна и та же цена

предложения, а оставшаяся мощность, для которой была предложена общая сумма предложения на этих аукционах, превышает оставшуюся мощность, оставшаяся невыделенная мощность распределяется пропорционально мощностям, требуемым в каждом из этих предложений.

239. Если мощность, которая будет выделена для предложения в соответствии с пунктами, 236, 237 или 238 настоящего Кодекса, ниже минимальной мощности, предусмотренной в пункте 233 подпункт (5) настоящего Кодекса, предложение считается проигравшей, и осуществляется пересмотренное выделение с учетом предложения равной (равных) цены (цен), в соответствии с пунктом 238 настоящего Кодекса, или производится выделение в отношении следующей предложения цены в соответствии с пунктом 236 настоящего Кодекса.

240. Если оставшаяся мощность, которая должна быть распределена в отношении какой-либо предложения в соответствии с пунктами 236-239 настоящего Кодекса, равна нулю, никакие мощности не должны распределяться оставшимся предложения. Соответствующие предложения считаются невыигрышными.

241. Цена закрытия определяется как цена самой низкой выигравшей предложения, если заявка превышает предложение по резервной цене. Во всех остальных случаях цена закрытия должна быть равна резервной цене. Системные пользователи, выигравшие аукцион, платят цену закрытия конкретного аукциона, используя подход с фиксированной ценой или подход с переменной ценой, как указано в пункте 391 настоящего Кодекса, а также любые другие возможные тарифы, применимые в то время, когда может использоваться выделенная им мощность.

Глава IV АГРЕГАЦИЯ/ГРУППИРОВКА МОЩНОСТЕЙ В ТОЧКАХ МЕЖСИСТЕМНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Раздел 1

Продукты агрегированной мощности

242. Прилегающие ОПС совместно предлагают продукты агрегированной мощности в соответствии со следующими принципами:

1) по обе стороны от точки межсистемного соединения предлагается полная гарантируемая мощность в качестве агрегированной мощности, в той степени что по обе стороны межсистемного соединения имеется гарантируемая или дополнительная мощность;

2) ОПС предлагает мощность для соответствующих ПСМ через платформу резервирования в соответствии с пунктами 312-316 настоящего Кодекса и в соответствии с применимой процедурой распределения, приведенной в Главе III настоящего Раздела;

3) агрегированная мощность, которая должна быть предоставлена ОПС в точке межсистемного соединения, сокращается посредством уникальной процедуры распределения;

4) системные пользователи соблюдают применимые положения и условия, указанные в договоре (договорах) о предоставлении транспортных услуг ОПС, начиная с момента заключения договора на мощность;

5) если на одной стороне точки межсистемного соединения имеется больше гарантируемой мощности чем на другой, в течение любого рассматриваемого периода, ОПС

с самой высокой доступной гарантируемой мощностью может предложить эту дополнительную мощность системным пользователям в виде неагрегированного продукта, в соответствии с календарем аукциона и следующими правилами:

а) если на другой стороне точки межсистемного соединения имеется неагрегированный транспортный договор, неагрегированная мощность может быть предложена в пределах мощности и продолжительности, установленных в договоре о предоставлении существующих транспортных услуг другой стороной;

б) если эта дополнительная мощность не осуществляется п.а), она может быть предоставлена максимум на один год;

б) любая неагрегированная мощность, распределенная в соответствии с подпунктом 5), может использоваться и номинироваться как таковая. Она может также быть продана на вторичном рынке;

7) прилегающие ОПС устанавливают общую процедуру назначения для агрегированной мощности, предоставляя системным пользователям возможность называть свои агрегированные потоки мощности посредством одной заявки;

8) обязательства по предоставлению агрегированной мощности распространяются, насколько это применимо, на вторичные рынки мощности. Без ущерба для подпункта 1), мощность, первоначально распределенная в виде агрегированной мощности, не может быть перепродана, за исключением случаев, агрегированной мощности на вторичном рынке;

9) если две или более точек межсистемного соединения соединяют одни и те же 2 смежные системы входа/выхода, соответствующие прилегающие ОПС обеспечивают доступные мощности в точках межсистемного соединения в одной виртуальной точке межсистемного соединения. Если задействовано более 2 ОПС, поскольку мощность одной или обеих систем входа/выхода продается более чем одним ОПС, точка виртуального межсистемного соединения включает, насколько это возможно, все эти ОПС. Точка виртуального межсистемного соединения устанавливается только при соблюдении следующих условий:

а) общая техническая мощность в виртуальных точках межсистемного соединения больше или равна сумме технических мощностей в каждой из точек межсистемного соединения, которые вносят вклад в виртуальные точки межсистемного соединения;

б) они способствуют рентабельному и эффективному использованию системы, включая норм, предусмотренных в статьях 71 и 72 [Закона № 108/2016](#), но не ограничиваясь ими.

243. ОПС, на основании договора НАРЭ, могут применять положения и условия, установленные в модели, опубликованной на веб-сайте ENTSO-G, в которой содержатся договорные положения, на которые не влияют фундаментальные различия в принципах национального законодательства или прецедентного права, для поставки продуктов агрегированной мощности в случае новых продуктов совокупной агрегированной мощности по договору.

Раздел 2

Агрегирование в случае заключения договоров на оказание существующих транспортных услуг

244. Системные пользователи, которые являются сторонами договоров на предоставление транспортных услуг для неагрегированной мощности соответствующих точек межсистемного соединения, должны достичь соглашения об агрегировании

мощности по договору («соглашение об агрегировании») в соответствии с положениями, изложенными в пунктах 242 и 243 настоящего Кодекса. Эти системные пользователи и ОПС информируют НАРЭ обо всех соглашениях об агрегировании, заключенных всеми сторонами договоров, касающихся предоставления существующих транспортных услуг.

245. ОПС, которые являются сторонами договоров на предоставление существующих транспортных услуг, могут в любое время участвовать в обсуждениях соглашений об агрегировании по приглашению системных пользователей, которые являются сторонами существующих транспортных договоров.

246. ОПС предлагает бесплатную услугу преобразования мощности для системных пользователей, которые имеют неагрегированную мощность на одном из концов точки межсистемного соединения. Эта услуга преобразования мощности применяется к продуктам с годовой, ежеквартальной или ежемесячной мощностью для стабильной агрегированной мощности в соответствующей точке межсистемного соединения, которую системный пользователь должен был приобретать, прилегающий ОПС предоставил недостаточную неагрегированную мощность. Эта услуга предоставляется недискриминационным образом и освобождает системного пользователя от уплаты дополнительной платы за мощность, которую он уже имеет. В частности, платежи за часть договорной агрегированной мощности которую системные пользователи уже имеют в виде некоррелированной неагрегированной мощности, ограничены возможной аукционной премией. Эта услуга основана на конверсионной модели, разработанной ENTSO-G. Реализация может быть облегчена платформой резервирования мощности в соответствии с пунктами 312-316 настоящего Кодекса. ОПС ежегодно сообщает НАРЭ об использовании этой услуги.

247. Если между соответствующими системными пользователями достигается договор об агрегировании, ОПС, участвующие в точке межсистемного соединения, должны быть немедленно проинформированы сторонами о запланированном соглашении об агрегировании, и должна быть выполнена передача мощности. Соглашение об агрегировании реализуется при условии соблюдения применимых положений и условий договоров на оказание существующих транспортных услуг. После реализации соглашения об агрегировании, соответствующая мощность рассматривается как агрегированная мощность.

248. Срок действия соглашений об агрегировании, касающихся совокупной мощности, установленной в соответствии с модификацией существующих договоров, не превышает срока действия договоров на предоставление первоначальных транспортных услуг.

249. Все мощности агрегируются в кратчайшие сроки. Договоры, касающиеся предоставления существующих транспортных услуг для неагрегированных мощностей, не могут быть возобновлены, продлены или отложены после истечения срока их действия. Эти мощности становятся доступными с даты истечения срока действия договоров на оказание транспортных услуг.

Глава V ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ

Раздел 1 Экономический тест

250. Экономический тест, предусмотренный в настоящем Разделе, проводится НАРЭ или ОПС, назначенным НАРЭ для каждого уровня предложения дополнительных мощностей, установленного после получения участвующих ОПС соответствующих обязательств системных пользователей в отношении заключения договоров на мощность. Экономический тест состоит из следующих параметров:

1) текущая стоимость связывающих обязательств системных пользователей по заключению договоров мощности, которая рассчитывается как обновленная сумма следующих параметров:

a) сумма расчетных эталонных цен и потенциальной аукционной премии и потенциальной минимальной обязательной премии, умноженная на контрактную добавочную мощность;

b) сумма потенциальной аукционной премии и потенциальной аукционной минимальной обязательной премии, умноженная на доступную мощность, для которой был заключен договор, в сочетании с дополнительной мощностью;

2) приведенная стоимость предполагаемого увеличения регулируемого дохода или целевого дохода ОПС, связанного с дополнительной мощностью, включенная в соответствующий уровень предложения, как утверждено НАРЭ в соответствии с пунктами 281-286 настоящего Кодекса;

3) коэффициент f .

251. Результат применения экономического теста является:

1) положительным, когда значение параметра, установленного в пункте 250, подпункт 1) настоящего Кодекса, по меньшей мере, равно доле (%) в параметре, установленном в пункте 250, подпункт 2), как определено коэффициентом f ;

2) отрицательным, когда значение параметра, установленного в пункте 250, подпункт 1) ниже, чем доля (%) параметра, установленного в 250, подпункт 2) настоящего Кодекса, как определено коэффициентом f .

252. Запускается проект дополнительной мощности если экономический тест дает положительный результат по обе стороны от точки межсистемного соединения, по крайней мере, для уровня предложения, который включает дополнительную мощность. Если экономический тест дает положительные результаты для более чем одного уровня предложения, используется самый высокий уровень мощности, которая привела к положительному результату для продолжения проекта дополнительной мощности до его реализации. Если не получено никаких положительных результатов для какого-либо уровня предложения, процесс дополнительной мощности останавливается.

Раздел 2

Коэффициент f

253. При применении экономического теста, указанного в пунктах 250–252 настоящего Кодекса, НАРЭ устанавливает уровень коэффициента f для данного уровня предложения с учетом следующих аспектов:

1) объем технической мощности, зарезервированный в соответствии с пунктами 143 и 144 настоящего Кодекса;

2) положительные внешние эффекты, создаваемые проектом дополнительной мощности на рынке или в передающей сети природного газа, или в обоих случаях;

3) продолжительность обязательств пользователей системы по сокращению мощности в отношении экономической жизни актива;

4) вероятность того, что спрос на мощность, установленный в рамках проекта дополнительной мощности, сохранится после окончания периода времени, используемого в случае экономического теста.

254. Если экономический тест дает положительный результат, инвестиционные затраты, связанные с дополнительным потенциалом, отражаются в увеличении регулируемого дохода или целевого дохода в соответствии с применимыми национальными нормами.

Раздел 3

Объединение в единый экономический тест

255. Чтобы облегчить поставку продуктов агрегированной мощности, отдельные параметры экономического теста, используемые ОПС для данного уровня предложения, объединяются в единый экономический тест.

256. Единый экономический тест состоит из следующих параметров:

1) приведенная стоимость обязательств системных пользователей по сокращению агрегированной мощности, которая представляет собой сумму значений, рассчитанных участвующими ОПС в соответствии с пунктом 250 подпункт 1) настоящего Кодекса;

2) сумма текущих индивидуальных значений предполагаемого увеличения в отношении регулируемого дохода или целевого дохода вовлеченных ОПС, которая связана с дополнительной мощностью определенного уровня предложения;

3) коэффициент f , который определяет долю части (%) параметра, указанного в подпункте 2), который должен охватываться параметром, изложенным в подпункте 1), и который позволяет всем участвующим ОПС по отдельности покрывать свои ранее определенные соответствующие части.

257. Результат применения единого экономического теста является положительным, если все экономические основные тесты приводят к положительным результатам, как указано в пункте 251 подпункт 1) настоящего Кодекса, с учетом возможного перераспределения доходов в соответствии с пунктами 258 и 259 настоящего Кодекса. В противном случае результат применения экономического теста будет отрицательным.

258. Если перераспределение доходов может привести к снижению уровня обязательств системных пользователей для заключения договоров мощности, необходимой для положительного результата единого экономического теста, ОПС могут представить в соответствующие национальные регулирующие органы для согласованных утверждений – механизмы перераспределения доходов, поступающих из дополнительной мощности.

259. Перераспределение доходов может быть сделано следующим образом:

1) в процессе объединения отдельных параметров экономического теста в единый экономический тест;

2) если один экономический тест дает отрицательный результат, в то же время уровень обязательств системных пользователей в отношении сокращения мощности превышает минимум, необходимый для покрытия индивидуальной приведенной стоимости роста регулируемого дохода или целевого дохода как минимум для одного из участвующих ОПС.

Раздел 4

Требования к публикации относительно экономического теста

260. В случае определенного проекта дополнительной мощности, ОПС представляет НАРЭ на утверждение следующую информацию для каждого уровня предложения:

1) справочные цены, рассчитанные для срока первоначальной предложения дополнительной мощности, используемые для расчета параметра, предусмотренного в пунктах 250, подпункт 1) и в 256, подпункт 1 настоящего Кодекса, если применяется отдельный экономический тест или, соответственно, единый экономический тест;

2) параметры, указанные в пункте 250, подпункты 2)-3) и в пункте 256, подпункты 2)-3) настоящего Кодекса, если соответственно применяется отдельный экономический тест или уникальный экономический тест;

3) если применимо, интервал, в котором находится уровень обязательного минимума, упомянутый в пункте 421 настоящего Кодекса, для каждого уровня предложения и для каждой точки межсистемного соединения, применяемый в рамках первого аукциона и, возможно, на последующих аукционах, где предлагается дополнительная мощность, как определено в пункте 420 настоящего Кодекса.

261. После утверждения НАРЭ участвующий ОПС должен опубликовать информацию, представленную в пункте 260, как это предусмотрено в пункте 286 настоящего Кодекса.

Раздел 5

Оценка рыночного спроса

262. Сразу после начала ежегодного аукциона на ежегодную мощность по крайней мере, каждый нечетный год, ОПС сотрудничает в процессах оценки потребности дополнительной мощности на рынке и проводит технические исследования для проектов дополнительной мощности для их общих точек межсистемного соединения.

263. В течение максимум 8 недель с начала ежегодного аукциона на поставку мощности, по крайней мере, каждый нечетный год, ОПС на каждой стороне границы системы входа/выхода должны готовить совместные отчеты об оценке рыночного спроса, каждый из которых охватывает все точки межсистемного соединения расположенных по крайней мере на одной из границ системы входа/выхода. В отчете об оценке рыночного спроса будет определен прогнозируемый спрос на дополнительную мощность со стороны всех системных пользователей в соответствии с пунктом 269 настоящего Кодекса и будет указано, необходимо ли инициировать проект с дополнительной мощностью.

264. Отчет об оценке рыночного спроса публикуется на одном или нескольких официальных языках Договаривающейся стороны и, насколько это возможно, на английском языке, на веб-сайтах ОПС в течение максимум 16 недель с начала ежегодного аукциона годовой мощности, по крайней мере, каждый нечетный год.

265. ОПС готовит отчеты об оценке заявки на основе стандартной модели, разработанной ENTSO-G, и публикует отчеты на своей электронной странице.

266. Если системные пользователи подают свои запросы мощности в течение не более 8 недель с начала ежегодного аукциона ежегодной мощности даже в четные годы, ОПС может согласиться провести оценку рыночного спроса и в четный год, при условии, что:

1) процесс, предусмотренный в пунктах 262-296 настоящего Кодекса, может быть завершен до начала следующего цикла оценки заявки, упомянутой в пункте 262; и

2) соответствующий календарь аукциона соблюдается.

267. ОПС изучает необязательные указания относительно заявки, поданной в течение 8 недель с начала ежегодного аукциона, в рамках текущей оценки рыночного спроса.

268. ОПС могут учитывать необязательные индексы, относящиеся к заявке, поданной после крайнего срока, указанного в пункте 267 настоящего Кодекса, в рамках текущей оценки рыночного спроса, или могут включать их в следующую оценку рыночного спроса.

269. Необязательные индексы в заявке, указанной в пунктах 267 и 268 настоящего Кодекса, должны содержать как минимум следующую информацию:

1) 2 или более смежных систем входа/выхода, для которых был сформулирован запрос на дополнительную мощность – на одной или обеих сторонах точки межсистемного соединения – а также запрошенное направление;

2) газовый год (года), для которого был сформулирован запрос на дополнительную мощность;

3) требуемая мощность между соответствующими системами входа/выхода;

4) информация о необязательных индексах, касающихся заявок, которые были или будут представлены другим ОПС, если эти индексы взаимосвязаны, например, спрос на мощности в нескольких связанных точках межсистемного соединения.

270. Системные пользователи указывают, соответствует ли их запрос условиям в соответствии с пунктом 269, подпункты 1)-4) настоящего Кодекса.

271. ОПС отвечают на необязательные указания относительно заявки в течение 16 недель с момента начала ежегодных аукционов или в течение 8 недель с момента получения информации о заявке в соответствии с пунктом 262 настоящего Кодекса. Ответ должен включать, как минимум, следующее:

1) если указанный запрос может быть учтен ОПС в текущем процессе; или

2) если в случае индексов, касающихся заявки в соответствии с пунктом 268 настоящего Кодекса, их недостаточно, чтобы рассмотреть вопрос о начале процесса дополнительной мощности в соответствии с пунктом 266 настоящего Кодекса; или

3) в рамках какого отчета об оценке рыночного спроса, в соответствии с пунктом 264 настоящего Кодекса, будет оцениваться заявка при условии, что указанная заявка не может быть рассмотрена в соответствии с пунктом 271, подпунктом 1) или 2) настоящего Кодекса, факт, который должен быть обосновано.

272. ОПС имеет право взимать плату за деятельность, связанную с предоставлением необязательных указаний относительно заявки. Эти сборы отражают административные расходы за подачу заявки, подлежат утверждению НАРЭ и публикуются на веб-сайте ОПС. Эти сборы возмещаются соответствующему системному пользователю, если экономический тест по крайней мере для одного уровня поставки, который включает в себя дополнительную мощность в каждой точке присоединения, дает положительные результаты.

273. В отчете об оценке спроса на рынке учитываются следующие критерии:

1) если план развития передающих сетей природного газа на 10 лет, в зависимости от обстоятельств, определяет разрыв физической мощности, при котором определенный регион снабжается недостаточно, в разумном пиковом сценарии и когда предоставление дополнительной мощности в точке межсистемного соединения может сократить разрыв; или если в плане развития национальной сети определены конкретные и устойчивые требования к физическому транспорту;

2) если отсутствует любой продукт стандартной годовой мощности, для связи 2 смежных систем входа/выхода в рамках ежегодного аукциона ежегодной мощности, в котором дополнительная мощность может быть предложена впервые и в течение следующих 3 лет, поскольку вся мощность была определена заключением договора;

3) если системные пользователи представили необязательные индексы, относительно запроса, которым они запрашивают дополнительную мощность в течение последовательного количества лет, и если все другие экономически эффективные средства для максимизации доступности существующей мощности были исчерпаны.

274. Отчет об оценке рыночного спроса должен содержать как минимум следующее:

1) заключение о возможности инициировать проект дополнительной мощности;

2) агрегированные необязательные показатели по заявке, полученной не позднее 8 недель с начала ежегодного аукциона ежегодной мощности в год публикации соответствующего отчета об оценке;

3) необязательные индексы агрегированной заявки, представленные после крайнего срока, указанного в пунктах 267-268 настоящего Кодекса в ходе предыдущего процесса дополнительной мощности, если эти индексы запроса не были учтены при предыдущей оценке запроса;

4) индексы агрегированной заявки, которые не являются обязательными с п.268, если ОПС решил учесть их при оценке заявки на рынке;

5) оценка прогнозируемого объема, направления и продолжительности потребности в дополнительной мощности в точках межсистемного соединения с каждой смежной системой входа/выхода или с соединительными трубопроводами;

6) если/или не будут проводиться технические исследования для проектов с дополнительной мощностью, с указанием точек межсистемного соединения и прогнозируемого уровня заявки;

7) предварительный календарь проекта дополнительной мощности, технических исследований и консультаций, упомянутых в пунктах 278 и 279 настоящего Кодекса;

8) заключение о видах платежей, которые будут введены, если применимо, в соответствии с пунктом 272 настоящего Кодекса;

9) типы и, если возможно, агрегированная совокупность индексов относительно условного запроса в соответствии с пунктом 270 настоящего Кодекса;

10) способ, которым TSO намеревается применить пункт 155 настоящего Кодекса, касающийся ограничения количества лет, предлагаемых в ежегодных аукционах ежегодной мощности в процессе дополнительной мощности.

275. ОПС и национальные регулирующие органы публикуют контактные пункты для проектов дополнительной мощности, инициированных публикацией отчета об оценке рыночного спроса, и регулярно обновляют эту информацию в течение всего проекта.

Раздел 6

Этап проектирования

276. На следующий день после даты публикации отчета об оценке рыночного спроса начинается этап проектирования, если в отчете об оценке рыночного спроса идентифицируется запрос на проекты с дополнительной мощностью.

277. ОПС, который осуществляет свою деятельность в соответствующей точке межсистемного соединения, проводит технические исследования, направленные на проекты дополнительной мощности, с тем чтобы создать проект дополнительной мощности и разработать согласованные уровни поставок на основе технической осуществимости и отчетов об оценке рыночного спроса.

278. В течение максимум 12 недель с начала этапа проектирования ОПС проводит совместную общественную консультацию по проектным предложениям на румынском и,

насколько это возможно, на английском языке, в течение не менее одного месяца и не более 2 месяцев. Эти ОПС принимают все разумные меры для обеспечения трансграничной координации.

279. Консультация должна включать как минимум следующее:

- 1) описание проекта дополнительной мощности, включая смету расходов;
- 2) уровни предложения для продуктов агрегированной мощности в точке межсистемного соединения;
- 3) если применимо, на основе указаний относительно условного запроса, альтернативный механизм распределения, предложенный ОПС, включая его обоснование;
- 4) предварительные колебания проекта дополнительной мощности;
- 5) общие правила и условия, которые системные пользователи должны принять, чтобы участвовать и иметь доступ к мощности в рамках обязательного этапа выделения мощности в процессе дополнительной мощности, включая любые гарантии, которые должны быть предоставлены системными пользователями и как возможные задержки в предоставлении мощности или в случае нарушения проекта рассматриваются в договоре;
- 6) в случае если для проекта с дополнительной мощностью используется подход в отношении фиксированной цены, элементы IND и RP описанные в пункте 391, подпункт 2) настоящего Кодекса;
- 7) уровень обязательств системного пользователя, выраженный в виде оценки коэффициента f , в соответствии с пунктами 253 и 254 настоящего Кодекса, который после консультации с ОПС предлагается и впоследствии утверждается НАРЭ;
- 8) любой дополнительный индекс относительно запроса, полученного в соответствии с пунктом 268 настоящего Кодекса;
- 9) если дополнительная мощность может привести к значительному сокращению использования других недооцененных инфраструктур природного газа в той же системе входа/выхода или смежных системах входа/выхода или вдоль того же транспортного маршрута природного газа.

280. В процессе разработки согласованных уровней поставок ОПС сотрудничает с НАРЭ и обеспечивает трансграничную координацию, с тем чтобы можно было представлять предложения дополнительной мощности в виде совокупных продуктов. Проектное предложение и разработка согласованных уровней аукциона учитывают результаты консультаций, упомянутых в пункте 279 настоящего Кодекса.

Раздел 7

Утверждение и публикация

281. После консультации и завершения этапа проектирования для проекта дополнительной мощности в соответствии с пунктами 276-280 настоящего Кодекса, участвующие ОПС должны представить национальным регулирующим органам проектное предложение для проекта дополнительной мощности, чтобы получить от них согласованные одобрения. Проектное предложение публикуется участвующими ОПС, на румынском языке и, насколько это возможно, на английском языке, содержащее как минимум следующую информацию:

- 1) все уровни предложения, отражающие диапазон спроса, прогнозируемый путем дополнительной мощности в соответствующих точках межсистемного соединения, в результате процессов, предусмотренных в пунктах 278 и 262-275 настоящего Кодекса;

2) общие правила и условия, которые системный пользователь должен принять, чтобы участвовать и иметь доступ к мощности в рамках обязательного этапа выделения мощности в процессе дополнительной мощности, включая любые реальные гарантии, которые должны быть предоставлены системными пользователями и способы устранения возможных задержек в предоставлении мощности или в случае нарушения проекта на договорном уровне;

3) эшелонирование проекта дополнительной мощности, включая изменения, произошедшие после консультации, описанной в пункте 278 настоящего Кодекса, а также меры по предотвращению задержек и минимизации воздействия задержек;

4) параметры, определенные в пункте 250 настоящего Кодекса;

5) если в исключительных условиях потребуется расширенный временной интервал для заключения договора мощности на дополнительный период до 5 лет в дополнение к распределению до 15 лет после начала эксплуатации, в соответствии с пунктами 291-296 настоящего Кодекса;

6) если применимо, предложенный альтернативный механизм распределения, включая его обоснование в соответствии с пунктом 292 настоящего Кодекса, а также условия, утвержденные ОПС для обязательного этапа в соответствии с пунктом 293 настоящего Кодекса;

7) если для проекта дополнительной мощности применяется подход в отношении фиксированной цены, элементы описаны в пункте 291, подпункт 2) настоящего Кодекса.

282. В течение 6 месяцев после получения полного проектного предложения компетентными национальными регулирующими органами, они должны опубликовать согласованные решения по проектному предложению, определенному в пункте 281 настоящего Кодекса, на одном или нескольких официальных языках Договаривающейся стороны и, по мере возможности, на английском. Эти решения должны включать обоснования. Национальные регулирующие органы должны информировать друг друга о получении проектного предложения и его полноте, чтобы определить начало 6-месячного периода.

283. При подготовке решения каждый национальный регулирующий орган должен учитывать мнения других соответствующих национальных регулирующих органов. Национальные регулирующие органы должны принимать во внимание любые неблагоприятные воздействия на конкуренцию или эффективное функционирование внутреннего рынка природного газа, связанные с проектами дополнительной мощности.

284. Если соответствующий национальный регулирующий орган возражает против представленного проектного предложения, он должен как можно скорее проинформировать об этом другие задействованные национальные регулирующие органы. В такой ситуации все национальные регулирующие органы должны принять все разумные меры для сотрудничества и достижения общего соглашения.

285. Если соответствующие национальные регулирующие органы не могут прийти к соглашению о механизме альтернативного распределения, предложенном в течение 6-месячного периода, предусмотренного в пункте 282 настоящего Кодекса, Комитет по регулированию ЕС должен принять решение о механизме альтернативного распределения, который будет осуществляться в соответствии с процедурой, изложенной в пункте 128 настоящего Кодекса.

286. При публикации решений, принятых соответствующими национальными регулирующими органами в соответствии с пунктом 282 настоящего Кодекса и не позднее,

чем за 2 месяца до предложения дополнительной мощности в рамках ежегодного аукциона мощности, ОПС публикует совместное объявление на румынском языке и, где применимо, на английском языке, включая следующую минимальную информацию:

- 1) информация, представленная в пункте 281 настоящего Кодекса, утвержденная НАРЭ;
- 2) типовой договор (договоров) относительно предлагаемой мощности.

Раздел 8

Аукцион дополнительной мощности

287. При условии завершения этапов, предусмотренных в пунктах 276-280 настоящего Кодекса, участвующие ОПС должны предлагать дополнительную мощность вместе с мощностью, доступной на ежегодном аукционе ежегодной мощности, в качестве стандартных агрегированных продуктов в аукционах с растущей ценой в соответствии с пунктами 209-230 настоящего Кодекса, по умолчанию и в соответствии с пунктами 143, 144, 242 и 243 настоящего Кодекса.

288. Аукционы на соответствующие уровни предложения проводятся параллельно и независимо друг от друга, в соответствии с разделами 209 и 230 настоящего Кодекса и с учетом положений пункта 137 настоящего Кодекса. На аукцион выставляются только согласованные уровни предложения.

289. Чтобы минимизировать возможные аукционные премии и получить положительные результаты экономического теста для максимально возможного уровня предложения, может быть инициирован новый аукцион только один раз и только в том случае, если:

- 1) до начала аукционов, описанных в пункте 289 настоящего Кодекса, было установлено не менее двух уровней заявок, установленных ОПС; и
- 2) по крайней мере один уровень предложения был неудачным, и если он показал отрицательный результат после экономического теста; и
- 3) следующий более низкий уровень предложения, самый низкий уровень не выигравшей предложение, зафиксировал положительные результаты после экономических испытаний и был награжден аукционной премией по крайней мере для одного продукта стандартной ежегодной мощности.

Если эти условия соблюдены, новый аукцион может быть инициирован для самого низкого уровня предложение, указанного в подпункте 2).

290. Если новый аукцион не показывает положительного результата после экономического теста, результаты, касающиеся распределения первоначального аукциона, упомянутого в пункте 289, подпункт 3) настоящего Кодекса, будут иметь преимущественную силу в соответствии с пунктами 228 и 229 настоящего Кодекса.

Раздел 9

Принципы альтернативных механизмов выделения мощности

291. Альтернативный механизм выделения мощности может предусматривать максимальный период 15 лет с начала эксплуатации. Если экономический тест не приводит к положительным результатам, основанным на 15-летнем резервировании, НАРЭ имеет право исключительно продлить срок до 5 лет.

292. Альтернативный механизм выделения мощности может использоваться только в том случае, если он утвержден НАРЭ, если это целесообразно сделать после оценки

рыночного спроса, проведенной в соответствии с пунктами 262-275 настоящего Кодекса, или после консультации, определенной в пункте 278 настоящего Кодекса, согласно которой аукцион с повышением цены не подходит и что проект дополнительной мощности соответствует следующим двум условиям:

- 1) включает более 2 систем входа/выхода, и предложения запрашиваются для нескольких точек межсистемного соединения в рамках процедуры распределения;
- 2) запрашиваются предложения продолжительностью более одного года.

293. В соответствии с альтернативным механизмом распределения, системные пользователи могут подавать обязательные условные предложения для заключения договора на мощность при условии выполнения одного или нескольких из следующих условий, указанных ОПС в проектном предложении, утвержденном в соответствии с пунктом 281 настоящего Кодекса:

- 1) обязательства, которые включают или исключают обязательства в других точках межсистемного соединения;
- 2) обязательства между несколькими продуктами стандартной ежегодной мощности в точке межсистемного соединения;
- 3) обязательства, обусловленные выделенной мощностью.

294. Альтернативный механизм выделения утвержден НАРЭ в соответствии с пунктом 282 настоящего Кодекса. Механизм должен быть прозрачным и недискриминационным, но он может позволить расставить приоритеты в отношении периода резервирования или предложения мощности для продуктов стандартной ежегодной мощности.

295. Если отдается приоритет сроку (периоду) резервирования или предложения с большей мощностью, национальные регулирующие органы принимают решение резервировать не менее 10% технической мощности и до 20% технической мощности для каждой точки межсистемного соединения, когда применяется пункт 143 настоящего Кодекса. Резервируемая таким образом мощность предоставляется в соответствии с пунктом 142.

296. В случае проектов дополнительной мощности, начатых до даты вступления в силу настоящего Кодекса, применяются положения пунктов 262-295 настоящего Кодекса, если только эти проекты не получили соответствующих разрешений на выделение мощности со стороны компетентных национальных регулирующих органов до истечения 4 месяцев со дня вступления в силу настоящего Кодекса.

Глава VI ПРЕРЫВАЕМАЯ МОЩНОСТЬ

Раздел 1

Распределение прерываемых услуг

297. ОПС предлагает продукт ежедневной мощности для прерываемой мощности, где это возможно в обоих направлениях, в точках межсистемного соединения, где соответствующий ПСМ постоянной мощности был исчерпан на следующий день или не был предложен. В точках однонаправленного межсистемного соединения, где постоянная мощность предлагается только в одном направлении, ОПС предлагает по меньшей мере один ежедневный продукт для прерываемой мощности в противоположном направлении.

298. Если предлагается прерываемая мощность, этот факт не должен влиять на предложение постоянной мощности. ОПС не резервирует мощность, которая может быть предложена в качестве постоянной мощности, чтобы обеспечить ее в качестве прерываемой мощности.

299. В той степени, в которой предлагаются продукты прерываемой мощности, помимо продуктов повседневного спроса, тот же ПСМ для прерываемой мощности также применяется к прерываемой мощности с точки зрения срока продуктов.

300. В той степени, в которой предоставляется прерываемая мощность, она распределяется в ходе аукциона, за исключением внутридневной прерываемой мощности.

301. Внутридневная прерываемая мощность выделяется посредством процедуры сверх номинации.

302. Внутридневная прерываемая мощность распределяется только в том случае, если истощается постоянная мощность, независимо от технической или дополнительной мощности.

303. Если организуются аукционы на прерываемую продукцию с большей продолжительностью, чем ежедневная, ОПС публикует объемы предлагаемой мощности, если они известны, до начала аукциона.

304. Если предлагается прерываемая мощность, она распределяется посредством отдельного аукциона после того, как выделена постоянная мощность с эквивалентной продолжительностью, но до начала аукциона на постоянную мощность с более короткой продолжительностью, за исключением внутридневной прерываемой мощности.

305. Если предлагается возможность проведения аукционов с прерываемой мощностью, они должны проводиться в соответствии с теми же проектными принципами и с той же периодичностью, что и те, которые применяются к постоянной мощности. Точные даты проведения аукционов, которые будут использоваться в случае аукционов с прерываемой мощностью, подробно представлены в календаре аукционов, за исключением мощностей с внутридневным прерыванием. Для ежегодных аукционов ежегодной мощности, а также для всех периодических аукционов ежемесячной мощности ОПС информирует системных пользователей о прерываемой мощности, которая будет предложена за одну неделю до начала аукциона. Если аукцион постоянной мощности не был закрыт в дату начала, установленную для прерываемых аукционов, аукционы прерываемой мощности откроются не позднее следующего рабочего дня после закрытия соответствующих аукционов постоянной мощности. В таких случаях о любом изменении предлагаемых объемов сообщается не менее чем за 12 часов до начала соответствующего аукциона прерываемой мощности.

Раздел 2

Минимальная продолжительность прерываний

306. Прерываемые мощности должны иметь минимальное время прерывания, которое должно быть согласовано прилегающими ОПС.

Минимальное время прерывания для определенного газового часа составляет 45 минут после начала цикла переименования для этого газового часа. В случае, если 2 ОПС хотят сократить продолжительность перерывов, любое соглашение, заключенное ОПС в этом отношении, подлежит утверждению НАРЭ.

307. ОПС, инициировавший прерывание, должен сообщить об этом прилегающему ОПС. Прилегающие ОПС должны информировать системных пользователей как можно скорее, но обращая должное внимание на достоверность предоставленной информации.

Раздел 3

Установленный порядок прерываний

308. Порядок, в котором производятся прерывания, если общее количество номинаций превышает количество природного газа, которое может пройти через определенную точку межсистемного соединения, устанавливается в соответствии с датой заключения договоров о предоставлении транспортных услуг на непрерывной основе. В случае перерыва договор на оказание транспортных услуг, вступающий в силу, имеет преимущественную силу перед договорами на оказание транспортных услуг, которые вступают в силу позже.

309. Если после применения процедуры, предусмотренной в пункте 308 настоящего Кодекса, две или более заявки классифицируются в одной и той же позиции в порядке прерываний, и ОПС не прерывает их вообще, применяется пропорциональное сокращение этих конкретных номинаций.

310. Чтобы учесть различия между различными услугами обеспечения прерываемой мощности в рамках Энергетического сообщества, прилегающие ОПС должны внедрять и координировать общие процедуры, изложенные в настоящем Разделе, для каждой точки межсистемного соединения.

311. ОПС должны указывать причины прерываний либо непосредственно в договорах на предоставление услуг прерываемой мощности, либо в общие условия, регулирующие эти договоры. Причинами прерывания могут служить качество природного газа, давление, температура, структура потока, использование договоров постоянной мощности, техническое обслуживание, ограничения выше по потоку или расположенные ниже по потоку, обязательства по коммунальным услугам и управление мощностью в результате процедур управления перегрузкой, но не ограничиваясь этими.

Глава VII

ПЛАТФОРМЫ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ

Раздел 1

Платформы резервирования мощности

312. ОПС предлагают мощность через единую общую платформу онлайн-резервирования или через ограниченное количество таких платформ. ОПС могут эксплуатировать эти платформы самостоятельно или через согласованную сторону, которая, при необходимости, действует от их имени в отношении системных пользователей.

313. Общие платформы резервирования применяют следующие правила:

- 1) применяются правила и процедуры, касающиеся поставки и выделения всех мощностей в соответствии с Главой III настоящего Раздела;
- 2) приоритет отдается созданию процесса, позволяющего обеспечить агрегированную постоянную мощность в соответствии с Главой IV настоящего Раздела;
- 3) системным пользователям предоставляется возможность предлагать и получать вторичную мощность;

4) чтобы пользоваться услугами платформ резервирования, системные пользователи должны иметь доступ и соблюдать все применимые правовые и договорные требования, которые позволяют им резервировать и использовать мощность в сети ОПС в соответствии с договором на предоставление транспортных услуг;

5) мощность, доступная в любой точке межсистемного соединения или в любой виртуальной точке межсистемного соединения, предоставляется через единую платформу резервирования, но ОПС может предоставлять мощность в разных точках межсистемного соединения или виртуальных точках межсистемного соединения через разные платформы резервирования.

314. Если выбор платформы резервирования в точке межсистемного соединения или виртуальной точке межсистемного соединения был сделан либо национальными регулирующими органами прилегающих ОПС, либо Регулирующим комитетом ЕС, ОПС достигнет договорного соглашения в отношении использования платформы резервирования не позднее, чем к концу периода, упомянутого в последнем предложении пункта 440 настоящего Кодекса, которое было выбрано национальными регулирующими органами или Комитетом по регулированию ЕС. Если договорное соглашение не достигнуто, процедура, установленная в пункте 440 настоящего Кодекса, должна быть возобновлена.

315. Создание единой общей платформы резервирования или ограниченного числа таких платформ облегчает и упрощает резервирование мощности в точках межсистемного соединения по всему Энергетическому сообществу, что выгодно для системных пользователей.

316. Что касается увеличения технической мощности, результаты выделений публикуются на платформе резервирования, которая используется для аукциона существующей мощности, а в отношении созданной новой мощности, где в настоящее время ее нет, результаты выделения публикуются на общей платформе резервирования, о которой договорились соответствующие ОПС.

317. НАРЭ и ОПС представляют информацию, требуемую Регуляторным советом ЕС в своей деятельности по оценке и мониторингу.

ЧАСТЬ V ГАРМОНИЗИРОВАННЫЕ СТРУКТУРЫ ТАРИФА НА ТРАНСПОРТИРОВКУ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Глава I

Раздел 1

318. В этой Части изложены правила гармонизированных структур тарифа на транспортировку природного газа, в том числе правила применения метода расчета справочной цены, соответствующие требования к консультациям и публикации, а также правила расчета резервных цен для ПСМ.

319. В этой Части применяется ко всем точкам входа и выхода в передающих сетях природного газа, за исключением глав III, V и VI, пунктов 403-406, 413, 414 и главы IX этой Части настоящего Кодекса, которые применяются только к точкам межсистемного соединения. Главы III, V и VI, пункты 403-406 и Глава IX этой Части применяются к точкам входа в третьи страны или к точкам выхода в третьи страны или к обоим типам точек, если

НАРЭ принимает решение применить соответствующие пункты, Часть IV настоящего Кодекса.

Раздел 2

Транспортные услуги, вспомогательные услуги и тарифы на них

320. Конкретная услуга считается услугой по транспортировке природного газа, если выполняются следующие критерии:

1) на затраты, связанные с соответствующей услугой, влияют следующие факторы стоимости: прогнозируемая техническая мощность или прогнозируемая договорная мощность и расстояние;

2) затраты на соответствующую услугу связаны с инвестициями в инфраструктуру, которая является частью регулируемой базы активов для предоставления транспортных услуг, а также с функционированием этой инфраструктуры.

321. Если какой-либо из критериев, изложенных в пункте 320 настоящего Кодекса, не выполняется, услуга может считаться транспортной услугой или вспомогательной услугой, в зависимости от результатов периодических консультаций, проводимых НАРЭ или ОПС, назначенным НАРЭ, в соответствии с пунктами 394-418 настоящего Кодекса.

322. Тарифы на транспортные услуги могут быть установлены таким образом, чтобы учитывать условия, применимые к продукции с высокой мощностью.

323. Регулируемый доход ОПС за услуги по транспортировке природного газа получается путем применения тарифа на услугу по транспортировке природного газа в зависимости от мощности.

324. В качестве исключения, на основании решения НАРЭ, часть дохода от предоставления услуг по транспортировке природного газа может быть получена путем применения объемных тарифов, которые рассчитываются отдельно друг от друга:

1) потоковый платеж, который должен соответствовать следующим критериям:

a) взимается с целью покрытия расходов, связанных в основном с потоком природного газа;

b) рассчитывается на основе прогнозируемых или исторических потоков природного газа или на основе потоков обоих типов и устанавливается таким образом, чтобы они были одинаковыми на всех точках входа и на всех точках выхода;

c) выражается в денежном выражении или в натуральной форме;

2) дополнительная плата за взыскание доходов, которая должна соответствовать следующим критериям:

a) взимается с целью управления частичным или избыточным возвратом доходов;

b) рассчитывается на основе выделения мощности и прогнозируемых или исторических потоков, или на основе обоих;

c) применяется к точкам, отличным от точек межсистемного соединения;

d) применяется после того, как НАРЭ провело оценку того, в какой степени соответствующая плата отражает его затраты и влияние на перекрестные субсидии между точками межсистемного соединения и точками, отличными от точек межсистемного соединения.

325. Доход от предоставления вспомогательных услуг восстанавливается через тарифы на вспомогательные услуги в соответствии с Методологией расчета, утверждения и применения регулируемых тарифов на вспомогательные услуги, предоставляемые

системными операторами в секторе природного газа, утвержденными [Решением НАРЭ № 271/2018 от 28 сентября 2018 года](#). Эти цены должны:

- 1) отражать затраты, быть недискриминационными, объективными и прозрачными;
- 2) выставлять счет бенефициарам вспомогательных услуг, чтобы минимизировать перекрестные субсидии между системными пользователями из Договаривающейся стороны или извне.

326. Если, согласно НАРЭ, определенная услуга приносит пользу всем системным пользователям, расходы, связанные с этой услугой, будут возмещены всеми системными пользователями.

Раздел 3

Оценка отнесения затрат

327. НАРЭ или ОПС, назначенный НАРЭ, проводят следующие оценки и публикуют их в заключительной консультации, упомянутой в пунктах 394-399 настоящего Кодекса:

1) оценка отнесения расходов, связанных с доходами, связанными с транспортными услугами, которые должны быть возмещены посредством тарифов на транспортные услуги, исходя из мощности и основанной исключительно на следующих факторах стоимости:

- a) техническая мощность; или
- b) прогнозируемая договорная мощность; или
- c) техническая мощность и расстояние; или
- d) прогнозируемая договорная мощность и расстояние.

2) оценка отнесения расходов, связанных с доходами, связанными с транспортными услугами, которые должны быть возмещены посредством объемных тарифов, если таковые имеются, и которые основаны исключительно на следующих факторах стоимости:

- a) объем потоков природного газа; или
- b) объем потоков природного газа и расстояние.

328. Оценки отнесения затрат показывают уровень перекрестных субсидий между использованием сети в системе и использованием сети между системами на основе метода расчета справочной цены.

329. Оценка отнесения затрат, упомянутая в разделе 328, выполняется следующим образом:

1) доход от транспортных услуг, основанный на мощности, который должен быть получен от использования сети в системе, как во всех точках входа, так и во всех точках выхода, делится на значение соответствующих факторов стоимости, касающихся мощности для использования сети в системе, для того чтобы рассчитать коэффициент мощности в системе ($Rata_{cap}^{Int}$), который определяется как денежная единица на единицу измерения, например, в леях или евро за МВтч/день, по следующей формуле:

$$Rata_{cap}^{Int} = \frac{V_{cap}^{Int}}{Cost_{cap}^{Int}}$$

где:

V_{cap}^{Int} – представляет доход в молдавских леях или евро, который получен из тарифов на мощность и отражается в накладной за использование сети в системе;

$Cost_{cap}^{Int}$ – представляет собой значение факторов стоимости, связанных с возможностью использования сети в системе, например, сумму среднесуточных прогнозируемых договорных мощностей, в каждой точке или группе точек входа в систему и в каждой точке или группе точек выхода из системы, и определяется единицей измерения, например, **МВтч/день**.

2) основанный на мощности доход от транспортных услуг, который должен быть получен в результате использования сети между системами как во всех пунктах входа, так и во всех пунктах выхода, делится на значение факторов стоимости, касающихся мощности для использования сети между системами, для расчета соотношения мощностей между системами, в леях или евро за МВтч/день, по следующей формуле:

$$Rata_{cap}^{cross} = \frac{VT_{cap}^{cross}}{Cost_{cap}^{cross}}$$

где:

VT_{cap}^{cross} – представляет доход в молдавских леях или евро, полученный по тарифам, основанным на мощности, и отражается в накладной за использование сети между системами;

$Cost_{cap}^{cross}$ – представляет значение факторов стоимости, относящихся к мощности для использования сети в системах, например, сумму среднесуточных прогнозируемых договорных мощностей, в каждой точке или группе точек входа и выхода между системами, и определяется единицей измерения, например, **МВтч/день**;

3) индекс сравнения отнесения затрат, связанных с мощностью, между ставками, указанными в подпунктах 1 и 2, определенными в процентах, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{cap}^{comp} = \frac{2 \times |Rata_{cap}^{Int} - Rata_{cap}^{cross}|}{Rata_{cap}^{Int} + Rata_{cap}^{cross}} \times 100\%$$

330. Оценка отнесения затрат, упомянутая в пункте 327, подпункт 2), выполняется следующим образом:

1) доход, основанный на продукте, связанном с транспортными услугами, который должен быть получен от использования сети в системе, как во всех точках входа, так и во всех точках выхода, делится на значение фактора (факторов) стоимости, связанным с продуктами для использования сети в системе для расчета скорости продуктов в системе, которая определяется как денежная единица на единицу измерения, например, в леях или евро за МВтч, согласно следующей формуле:

$$Rata_{prod}^{Int} = \frac{VT_{prod}^{Int}}{Cost_{prod}^{Int}}$$

где:

VT_{prod}^{Int} – представляет доход в молдавских ляхх или евро, который получен из объемных тарифов и указывается в накладной для использования сети в системе;

$Cost_{prod}^{Int}$ представляет значение факторов стоимости, связанных с продуктами для использования сети в системе, например, сумму договорных ежедневных средних прогнозируемых потоков в каждой точке или группе точек входа и выхода в системе и определяется единицей измерения, например, МВтч;

2) доход, основанный на продукте, связанном с транспортными услугами, который должен быть получен в результате использования сети между системами как во всех точках входа, так и во всех точках выхода, делится на значение факторов стоимости, связанных с продуктами для использования сети между системами, для расчета скорости продуктов между системами, которая определяется как денежная единица на единицу измерения, в ляхх или евро за МВтч, согласно следующей формуле:

$$Rata_{prod}^{cross} = \frac{VT_{prod}^{cross}}{Cost_{prod}^{cross}}$$

где:

VT_{prod}^{cross} – представляет доход в ляхх, который получается из объемных тарифов и отражается в накладной за использование сети между системами;

FC_{prod}^{cross} – является значением факторов стоимости, связанных с продуктами для использования сети между системами, например, сумма прогнозируемых среднесуточных потоков в каждой точке или группе точек входа и выхода между системами, и определяется единицей измерения, например, МВтч;

3) Индекс сравнения отнесения затрат, связанных с продуктами I_{prod}^{comp} между ставками, указанными в пунктах 1) и 2), определенными в процентах, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{prod}^{comp} = \frac{2 \times |Rata_{prod}^{Int} - Rata_{prod}^{cross}|}{Rata_{prod}^{Int} + Rata_{prod}^{cross}} \times 100\%$$

331. Доход от предоставления услуг по передаче природного газа, получаемый от использования сети в системе в точках входа, указанных в пункте 329 подпункт 1) и в пункте 330 подпункт 1), рассчитывается следующим образом:

1) выделения мощность или потоки, соответственно назначенные для предоставления транспортных услуг пользователям трансграничной системы во всех точках входа, считаются равными мощности или потокам, соответственно, отнесенным к предоставлению транспортных услуг для использования сети между системами во всех точках выхода;

2) мощность и, соответственно, потоки, определенные в соответствии с подпунктом 1), используются для расчета дохода, связанного с транспортными услугами, который будет получен в результате использования сети между системами в пунктах входа;

3) разница между общим доходом за транспортные услуги, который будет получен в пунктах входа, и результирующей стоимостью, указанной в подпункте 2), равна доходу за транспортные услуги, который получен в результате использования сети в системе в пунктах входа.

332. Если расстояние используется как фактор стоимости в сочетании с технической или договорной мощностью, или с потоками, используется средневзвешенное расстояние, основанное на мощности или соответственно, средневзвешенное расстояние, основанное на объеме. Если результаты сравнительных индексов отнесения затрат, связанных с мощностью, или, соответственно, с продуктами, упомянутыми в пункте 330, подпункт 3) или, соответственно, в пункте 331, подпункт 3), превышают 10%, НАРЭ представляет обоснование этих результатов в Постановлении, указанном в пункте 402.

Глава II МЕТОДЫ РАСЧЕТА СПРАВОЧНЫХ ЦЕН

Раздел 1

Применение метода расчета справочных цен

333. Метод расчета справочных цен является частью Методологии утверждения и применения тарифов на услуги по транспортировке природного газа, утвержденной НАРЭ, в соответствии с пунктами 400-417 (Раздел 2, Глава 7 этой Части) настоящего Кодекса. Метод расчета справочных цен должен применяться в зависимости от результатов периодических консультаций, проводимых в соответствии с пунктами 394-400 (Раздел 1, Глава 7 этой Части) настоящего Кодекса в соответствии с Постановлением НАРЭ.

334. Применение метода расчета справочных цен позволяет рассчитать справочную цену.

335. Один и тот же метод расчета справочных цен применяется ко всем точкам входа и выхода в системе входа/выхода, за исключением случаев, предусмотренных в Разделе 5 настоящей главы.

336. Применение метода расчета справочной цены во всех точках входа и выхода может быть скорректировано только в соответствии с пунктами 341-342 настоящего Кодекса или в результате одной или нескольких из следующих мер:

1) проведение сравнительной оценки НАРЭ, в соответствии с которой эталонные цены из конкретной точки входа или выхода корректируются таким образом, чтобы полученные значения достигли конкурентного уровня эталонных цен;

2) применение ОПС одинаковой справочной цены в некоторых точках или во всех точках в однородной группе точек;

3) выполнение реклассификации ОПС, посредством чего справочные цены из всех точек входа или всех точек выхода или из обоих типов точек корректируются либо путем умножения их значений на константу, либо путем сложения или вычитания их значений константы.

Раздел 2

Выбор метода расчета справочных цен

337. Методология утверждения и применения тарифов на услуги по транспортировке природного газа, включающая метод расчета справочных цен, должна соответствовать положениям статьи 99 [Закона № 108/2016](#), требованиям, изложенным ниже, с целью:

1) позволить системным пользователям воспроизвести расчет справочных цен и их точную предсказуемость;

2) учитывать фактические затраты, понесенные при оказании транспортных услуг, с учетом уровня сложности транспортной сети;

3) обеспечить не дискриминацию и предотвратить неоправданное перекрестное субсидирование, в том числе с учетом оценок отнесения затрат, предусмотренных в пунктах 341-353 (Раздел 5, Глава 1 этой Части) настоящего Кодекса;

4) гарантировать, что конечным пользователям в системе входа/выхода не назначен значительный объемный риск, в частности, связанный с транспортом в этой системе входа/выхода;

5) гарантировать, что полученные справочные цены не будут искажать трансграничную торговлю.

Раздел 3

Метод расчета справочных цен на основе средневзвешенного расстояния в зависимости от мощности

338. Метод расчета справочных цен на основе средневзвешенного расстояния в зависимости от мощности должен соответствовать следующим параметрам:

1) часть дохода, относящаяся к транспортным услугам, подлежащая взысканию с тарифов на транспортные услуги, исходя из мощности;

2) договорная мощность, прогнозируемая в каждой точке входа или в группе точек входа и в каждой точке выхода или в группе точек выхода;

3) если точки входа и точки выхода могут быть объединены в соответствующем сценарии потока, кратчайшее расстояние маршрутов через транспортные сети между точкой входа или группой точек входа и точкой выхода или группой точек выхода;

4) комбинации точек входа и точек выхода, где некоторые точки входа и некоторые точки выхода могут быть объединены в сценарии потока;

5) отчет о входе/выходе, упомянутый в пункте 409, подпункт 5), пункт b) настоящего Кодекса составляет **50/50**.

339. Если точки входа и выхода не могут быть объединены в сценарии потока, эта комбинация точек входа и выхода не учитывается.

340. Справочные цены определяются в соответствии со следующими последовательными шагами:

1) средневзвешенное расстояние рассчитывается для каждой точки входа или группы точек входа и для каждой точки выхода или группы точек выхода с учетом, в зависимости от обстоятельств, комбинаций, упомянутых в пункте 338, подпункт 4) настоящего Кодекса, согласно соответствующим формулам ниже:

а) Средневзвешенное расстояние для точки входа или группы точек входа в нормативном году «n» (DM_n^I) представляет сумму продуктов между мощностью в каждой точке выхода или группе точек выхода, и расстоянием между соответствующей точкой входа или группой точек входа и каждой точкой выхода или группой точек выхода относительно суммы мощностей в каждой точке выхода или группе точек выхода. Таким образом, для точки входа или группы точек входа:

$$DM_n^I = \frac{\sum_{tot E} CAP_n^E \times D_n^{I,E}}{\sum_{tot E} CAP_n^E} \quad (1)$$

где:

CAP_n^E – прогнозируемая мощность, подлежащая договору в нормативном году «п» в точке выхода или группе точек выхода;

$D_n^{I,E}$ – расстояние между конкретной точкой входа или группой точек входа и заданной точкой выхода или группой точек выхода, упомянутой в пункте 338, подпункт 4).

б) Средневзвешенное расстояние для точки выхода или группы точек выхода в нормативном году «п» (DM_n^E) представляет собой сумму продуктов между мощностью в каждой точке входа или группой точек входа и расстоянием между каждой точкой входа или группой точек входа и соответствующей точкой выхода или группой точек выхода относительно суммы мощностей в каждой точке входа или группе точек входа. Таким образом, для точки выхода или группы точек выхода:

$$DM_n^E = \frac{\sum_{tot I} CAP_n^I \times D_n^{I,E}}{\sum_{tot I} CAP_n^I} \quad (2)$$

где:

CAP_n^I – планируемая мощность, подлежащая сокращению в нормативном году «п» в точке входа или группе точек входа.

2) Доля каждой точки входа или каждой группы точек входа и каждой точки выхода или каждой группы точек выхода из общего регулируемого дохода рассчитывается по следующим формулам:

$$Pc_n^I = \frac{CAP_n^I \times DM_n^I}{\sum_{tot I} CAP_n^I \times DM_n^I} \quad (3)$$

$$Pc_n^E = \frac{CAP_n^E \times DM_n^E}{\sum_{tot E} CAP_n^E \times DM_n^E} \quad (4)$$

где:

Pc_n^I – доля конкретной точки входа или группы точек входа от общего регулируемого дохода в нормативном году «п»;

Pc_n^E – доля конкретной точки выхода или группы точек выхода от общего регулируемого дохода в нормативном году «п».

3) Определяется часть дохода, относящегося к транспортным услугам, подлежащую возмещению из тарифов на транспортные услуги, исходя из мощности во всех пунктах входа, и часть дохода, относящегося к транспортным услугам, подлежащую возмещению из тарифов на транспортные услуги, основанную на мощности во всех точках выхода, применяя отношение входа/выхода к общему регулируемому доходу;

4) Рассчитывается часть дохода, относящаяся к транспортным услугам, которая будет получена путем применения тарифов на услуги по транспортировке природного газа на основе мощности, в каждой точке входа или в каждой группе точек входа и для каждой точки выхода или группы точек выхода по формулам:

$$VT_n^I = Pc_n^I \times VT_n^{\Sigma I} \quad (8)$$

$$VT_n^E = Pc_n^E \times VT_n^{\Sigma E} \quad (9)$$

где:

VT_n^I – часть дохода, относящаяся к услугам по транспортировке природного газа, которая должна быть получена в нормативном году «n» путем применения тарифов на услуги по транспортировке природного газа на основе мощности в точке входа или в группе точек входа;

VT_n^E – часть дохода, относящаяся к транспортным услугам, которая должна быть получена в нормативном году «n» от применения тарифов на услуги по транспортировке природного газа на основе мощности в точке выхода или в группе точек выхода.

5) Справочные цены определяются путем деления значений результатов, указанных в подпункте 4), на прогнозируемую договорную мощность, в каждой точке входа или в каждой группе точек входа и в каждой точке выхода или в каждой группе точек выхода, в соответствии с соответствующими формулами ниже:

$$P_n^I = \frac{VT_n^I}{CAP_n^I} \quad (10)$$

$$P_n^E = \frac{VT_n^E}{CAP_n^E} \quad (11)$$

где:

P_n^I – справочная цена в точке входа или в каждой точке входа в группе точек входа;

P_n^E – справочная цена в точке выхода или в каждой точке выхода в группе точек выхода.

Раздел 4

Регулирование тарифов в точках входа в хранилища и в точках выхода из них, а также в точках входа в установки СПГ и инфраструктуры, которые прекращают изоляцию.

341. Тарифы для транспортных услуг на основе мощности применяются в точках входа в хранилища и в точках выхода из них, по меньшей мере, на 50%, если только и в той мере, в которой хранилище, подключенное к нескольким передающим или распределительным сетям, используется для конкуренции с точкой межсистемного соединения.

342. В точках входа в установки СПГ и точках входа и выхода в развитые инфраструктуры, для того чтобы положить конец изоляции Договаривающихся сторон в отношении их систем транспортировки природного газа, может быть применено снижение

соответствующих тарифов на транспортные услуги, основанные на мощности, в целях повышения надежности поставок.

Раздел 5

Правила, касающиеся систем входа/выхода Договаривающейся стороны, в которой действуют два или более ОПС

343. В соответствии с пунктом 335 настоящего Кодекса все ОПС в системе входа/выхода Договаривающейся стороны применяют один и тот же метод расчета справочных цен.

344. В качестве исключения из пункта 343 и в соответствии с пунктом 345 настоящего Кодекса НАРЭ имеет право принять решение:

1) что каждый ОПС в системе входа/выхода должен отдельно применять один и тот же метод расчета справочных цен;

2) в качестве исключения из пункта 335 настоящего Кодекса при планировании слияния систем входа/выхода в отношении промежуточных этапов, которые позволяют отдельно применять различные методы расчета справочных цен каждым ОПС в системах входа/выхода. Это решение устанавливает срок применения промежуточных этапов. Перед выполнением этих промежуточных этапов НАРЭ или ОПС, назначенные НАРЭ, проводят оценку воздействия и анализ затрат и выгод.

345. В результате отдельного применения различных методов расчета справочных цен, доход, связанный с транспортными услугами ОПС, корректируется соответствующим образом.

346. Чтобы обеспечить надлежащее совместное применение одного и того же метода расчета справочных цен, может быть создан эффективный механизм компенсации между ОПС.

347. Решение, указанное в пункте 344, подпункт 1) или, соответственно, в пункте 344, подпункт 2) настоящего Кодекса, может быть принято, если выполняются следующие условия:

1) между ОПС создается эффективный механизм компенсации, который направлен на:
а) предотвращение негативного воздействия на доход, связанный с транспортными услугами ОПС;

б) избежание перекрестного субсидирования между использованием сети в системе и использованием сети между системами;

2) Путем данного отдельного применения гарантируется, что затраты соответствуют тем, которые применяются эффективным ОПС.

348. Максимальный срок, установленный в решении, указанном в пункте 344, подпункт 1) или, соответственно, в пункте 344, подпункт 2), не должен превышать 5 лет. При наличии достаточного времени до даты, установленной в соответствующем Постановлении, НАРЭ может принять решение отложить эту дату.

349. Параллельно с заключительной консультацией, представленной в пунктах 394-399 (Раздел 1, Глава 7 этой Части) настоящего Кодекса, НАРЭ проводит консультации по принципам эффективного механизма компенсации между ОПС, таким как упомянутый в пункте 346 настоящего Кодекса, и его последствиям на уровне тарифов. Механизм компенсации между ОПС применяется НАРЭ и публикуется вместе с результатами консультаций.

350. Резервная цена, указанная в пункте 388 подпункт 1) настоящего Кодекса, рассчитывается в соответствии с положениями соответствующего Раздела. Если применяется раздел 344 настоящего Кодекса, выполняются следующие 2 вычисления:

- 1) каждый участвующий ОПС выполняет расчет, предусмотренный в пункте 388;
- 2) средневзвешенное значение полученных результатов, упомянутых в подпункте 1), рассчитывается по формуле, приведенной в пункте 388 подпункт 2) настоящего Кодекса, *mutatis mutandis*.

351. Окончательная консультация, упомянутая в пунктах 394-399 (Раздел 1, Глава 7 этой Части) настоящего Кодекса, проводится совместно всеми ОПС, или НАРЭ. Если применяется пункт 343 настоящего Кодекса, эта консультация должна проводиться каждым ОПС отдельно или НАРЭ в соответствии с Постановлением НАРЭ.

352. Информация, упомянутая в пунктах 407-411 (Раздел 1, Раздел 2, Глава VIII этой Части) настоящего Кодекса, должна публиковаться на агрегированном уровне для всех участвующих ОПС. Если применяется пункт 344 настоящего Кодекса, принимаются следующие 2 меры:

- 1) соответствующая информация публикуется индивидуально для каждого участвующего ОПС;
- 2) информация об отчете о входе/выходе, упомянутая в пункте 409, подпункт 5), b), настоящего Кодекса для системы входа/выхода публикуются НАРЭ.

353. Если в системе входа/выхода, которая включает 2 или более Договаривающихся сторон или включает Договаривающиеся стороны и государства-члены, в которых действуют 2 или более ОПС, совместно или по отдельности, могут применяться те же методы расчета справочных цен или по отдельности могут применяться разные методы расчета справочных цен.

Глава III РЕЗЕРВНЫЕ ЦЕНЫ

Раздел 1 Общие положения

354. В случае продукта стандартной ежегодной мощности для постоянной мощности справочные цены используются в качестве резервных цен. В случае продукта стандартной не ежегодной мощности для постоянной мощности, резервные цены рассчитываются в соответствии с настоящей Главой. В случае продукта стандартной ежегодной, как и не ежегодной мощности, для прерываемой мощности, резервные цены рассчитываются в соответствии с настоящей Главой. Уровень коэффициентов умножения и сезонных коэффициентов, установленный в соответствии с пунктами 357-358 настоящего Кодекса, а также уровень сокращений для ПСМ, для прерываемой мощности, установленный в соответствии с пунктами 366-370 настоящего Кодекса, могут быть различными в точках межсистемного соединения.

355. Если тарифный период не совпадает с газовым годом, могут применяться отдельные резервные цены, соответственно:

- 1) на период с 1 октября до окончания текущего тарифного периода; и
- 2) за период между началом тарифного периода, следующего за текущим тарифным периодом, и датой 30 сентября.

356. Резервные цены, опубликованные в соответствии с пунктами 408-411 настоящего Кодекса, являются обязательными для следующего газового года или для периода, следующего за следующим газовым годом, в случае фиксированной цены и после ежегодного аукциона ежегодной мощности, если:

1) сокращения для продукта стандартной ежегодной или ежемесячной мощности, для прерываемой мощности, пересчитываются в течение тарифного периода, если вероятность прерывания, упомянутая в пунктах 366-370 настоящего Кодекса, изменяется более чем на 20%;

2) справочная цена пересчитывается в течение тарифного периода из-за исключительных обстоятельств, при которых несогласование тарифов поставило бы под угрозу деятельность ОПС.

Раздел 2

Уровень коэффициентов умножения и сезонных коэффициентов

357. Уровень коэффициентов умножения должен находиться в следующих диапазонах:

1) для продукта стандартной ежеквартальной мощности и для продукта стандартной ежемесячной мощности, уровень коэффициента умножения должен быть больше или равен 1, но не более 1,5;

2) для продукта стандартной дневной мощности и для продукта стандартной внутрисуточной мощности, уровень коэффициента умножения должен быть больше или равен 1, но не более 3. В некоторых должным образом обоснованных случаях уровень соответствующих коэффициентов умножения может быть меньше 1, но больше 0 или больше 3.

358. Если применяются сезонные коэффициенты, среднее арифметическое для всего газового года, продуктов между применимым коэффициентом умножения для соответствующего ОПС и соответствующими сезонными коэффициентами должно быть в пределах того же диапазона, который установлен в пункте 357 для соответствующего уровня мультипликаторов.

Раздел 3

Расчет резервных цен на продукты стандартной не ежегодной мощности для постоянной мощности при отсутствии сезонных коэффициентов

359. Резервные цены на продукты стандартной не ежегодной мощности для постоянной мощности, рассчитываются следующим образом:

1) для продуктов стандартной ежемесячной мощности и для продуктов стандартной дневной мощности, в соответствии с приведенной ниже формулой:

$$P_n^{st} = \frac{CM \times P_n^{I,E}}{365} \times Dz_n \quad (12)$$

где:

P_n^{st} – резервная цена для соответствующего ПСМ в нормативном году «n»;

CM – уровень коэффициента умножения, соответствующий ПСМ;

$P_n^{I,E}$ – справочная цена;

Dz_n – продолжительность соответствующего ПСМ, выраженный в газовых днях.

Формула корректируется для високосных лет, номер 365 заменяется номером 366.

2) для продуктов стандартной внутрисуточной мощности, по следующей формуле:

$$P_n^{st} = \frac{CM \times P_n^{I,E}}{8760} \times Dh_n \quad (13)$$

где:

Dh_n – Продолжительность ПСМ в течение дня, выраженная в часах.

Формула корректируется для високосных лет, номер 8760 заменяется номером 8784.

Раздел 4

Расчет резервных цен на продукты стандартной не ежегодной мощности для постоянной мощности с помощью сезонных коэффициентов

360. Если применяются сезонные коэффициенты, резервные цены на продукты стандартной не ежегодной мощности для постоянной мощности рассчитываются по формулам, изложенным в пункте 359 настоящего Кодекса, а затем умножаются на соответствующий сезонный коэффициент, рассчитанный в соответствии с пунктами 361-365 настоящего Кодекса.

361. Метод расчета, изложенный в пункте 362 настоящего Кодекса, основан на прогнозируемых потоках. Если объем природного газа в течение по крайней мере одного месяца равен 0, тогда метод основан на прогнозируемой договорной мощности.

362. Для продуктов стандартной ежемесячной мощности, сезонные коэффициенты рассчитываются с соблюдением следующих последовательных шагов:

1) для каждого месяца определенного газового года использование транспортной системы рассчитывается на основе прогнозируемых потоков или прогнозируемой договорной мощности на основе:

а) данных, касающихся отдельной точки межсистемного соединения, если сезонные коэффициенты рассчитываются для каждой точки межсистемного соединения;

б) средних данных о прогнозируемых потоках или прогнозируемой договорной мощности, если сезонные коэффициенты рассчитываются для некоторых или всех точек межсистемного соединения.

2) Полученные значения, указанные в подпункте 1) складываются;

3) коэффициент использования рассчитывается путем деления каждого из полученных значений, упомянутых в подпункте 1), на полученные значения, указанные в подпункте 2);

4) каждое из полученных значений, указанных в подпункте 3), умножается на 12. Если полученные значения равны 0, они должны быть скорректированы на меньшее из следующих значений: 0,1 или наименьшее из полученных значений, отличных от 0;

5) начальный уровень соответствующих сезонных коэффициентов рассчитывается путем определения для каждого из результирующих значений, упомянутых в пункте 4), одинаковой степени между 0 и 2;

б) рассчитывается среднее арифметическое продуктов, полученных значений упомянутых в подпункте 5) и коэффициентом умножения для продуктов стандартной ежемесячной мощности;

7) полученное значение, указанное в подпункте 6) сравнивается с интервалом, упомянутым в пункте 357 настоящего Кодекса, следующим образом:

а) если соответствующее значение включено в этот интервал, то уровень сезонных коэффициентов равен соответствующим значениям результата, упомянутого в подпункте 5);

б) если соответствующее значение не включено в этот интервал, применяется подпункт 8);

8) уровень сезонных коэффициентов рассчитывается как сумма между соответствующими полученными значениями, упомянутыми в подпункте 5), и поправочным коэффициентом, рассчитанным следующим образом:

а) если значение, полученное в подпункте 6), больше 1,5, поправочный коэффициент рассчитывается путем деления его на 1,5 при соответствующем значении;

б) если значение, полученное в подпункте 6), меньше 1, поправочный коэффициент рассчитывается путем деления его на 1 при этом значении.

363. Для продуктов стандартной ежедневной мощности для постоянной мощности и для продуктов стандартной средневенной мощности для постоянной мощности, сезонные коэффициенты рассчитываются в соответствии с шагами, изложенными в пунктах 362, подпункт 6)-8) настоящего Кодекса, *mutatis mutandis*.

364. Для продуктов стандартной ежеквартальной мощности для постоянной мощности, сезонные коэффициенты рассчитываются с соблюдением следующих последовательных шагов:

1) начальный уровень соответствующих сезонных коэффициентов рассчитывается одним из следующих способов:

а) как среднее арифметическое соответствующих сезонных коэффициентов, применимых за 3 соответствующих месяца;

б) как значение между самым низким и самым высоким уровнем соответствующих сезонных коэффициентов, применимых за 3 соответствующих месяца;

2) шаги, изложенные в пункте 362, подпункт 6)-8) настоящего Кодекса, выполняются *mutatis mutandis*, с использованием значений результатов, указанных в подпункте 1).

365. Для продуктов стандартной не ежегодной мощности для постоянной мощности, значения, полученные в результате расчетов, упомянутых в пунктах 362-364 настоящего Кодекса, могут быть округлены в большую или меньшую сторону.

Раздел 5

Расчет резервных цен для продуктов стандартной мощности для прерываемой мощности

366. Резервные цены для продуктов стандартной мощности для прерываемой мощности рассчитываются путем умножения резервных цен для ПСМ для постоянной мощности, рассчитанных в соответствии с пунктами 360-365 настоящего Кодекса, в зависимости от обстоятельств, на разницу между 100% и ожидаемым уровнем снижения, рассчитанным в соответствии с пунктами 367 и 368 настоящего Кодекса.

367. Ожидаемое снижение рассчитывается по следующей формуле:

$$D_{\text{ex-ante}} = \text{Pro} \times A \times 100 \% \quad (14)$$

где:

$D_{\text{ex-ante}}$ – уровень ожидаемого снижения;

Фактор Pro – представляет вероятность прерывания, которая установлена или утверждена НАРЭ в соответствии с пунктами 403-406 настоящего Кодекса и которая относится к типу ПСМ для прерываемой мощности;

A – поправочный коэффициент, установленный или утвержденный НАРЭ в соответствии с пунктами 403-406, применяемый для отражения оценочной экономической ценности типа ПСМ для прерываемой мощности, рассчитанный для каждой точки межсистемного соединения, для некоторых или всех точек межсистемного соединения, и который должен иметь значение не менее 1.

368. Коэффициент Pro, упомянутый в пункте 367 настоящего Кодекса, рассчитывается для каждой точки межсистемного соединения для некоторых или всех этих точек межсистемного соединения типа ПСМ для прерываемой мощности согласно следующей формуле на основе оценочной информации, относящейся к компонентам этой формулы:

$$\text{Pro} = \frac{N \times D_{\text{int}}}{D} \times \frac{\text{CAP}_{\text{av. int}}}{\text{CAP}} \quad (15)$$

где:

N – оценка количества прерываний во время D;

D_{int} – средняя продолжительность прогноза прерываний, выраженная в часах;

D – общая длительность соответствующего типа ПСМ для прерываемой мощности, выраженная в часах;

CAP_{av. int} – оценочный средний объем прерываемой мощности для каждого прерывания, если этот объем относится к соответствующему типу ПСМ для прерываемой мощности;

CAP – общий объем прерываемой мощности для соответствующего типа ПСМ для прерываемой мощности.

369. В качестве альтернативы применению предварительных сокращений в соответствии с пунктом 366 настоящего Кодекса, НАРЭ может принять решение применить предварительное сокращение, с помощью которого системные пользователи будут получать компенсацию в результате фактически возникших прерываний. Это последующее сокращение может использоваться только в точках межсистемного соединения, где в течение предыдущего газового года не происходило перебоев в работе из-за физической перегрузки.

370. Компенсация ex-post, выплачиваемая за каждый день, в котором произошло прерывание, должна равняться трем резервным ценам для продуктов стандартной ежедневной мощности для постоянной мощности.

Глава IV СВЕРКА ДОХОДОВ

Раздел 1 Общие положения

371. В случае и в той мере, в которой ОПС работает в режиме ценообразования без ограничения цены, применяются следующие принципы:

1) частичное восстановление или чрезмерное восстановление доходов, связанных с транспортными услугами, должно быть сведено к минимуму с учетом необходимых инвестиций;

2) уровень транспортных тарифов должен гарантировать, что ОПС своевременно восстанавливает доходы, связанные с транспортными услугами;

3) насколько возможно, следует избегать существенных различий между уровнем транспортных тарифов, применяемых в течение 2 последовательных тарифных периодов.

372. В случае и в той мере, в которой ОПС работает в режиме ценообразования с ограничением цены или применяет подход, основанный на фиксированной цене платежа, упомянутой в пункте 391, подпункт 2) настоящего Кодекса, не проводится сверка доходов, и все риски, связанные с частичным или избыточным восстановлением, покрываются исключительно из премии риска. В этих случаях пункты 374-380 и 381-383 настоящего Кодекса не применяются.

373. Выручка от других вспомогательных услуг может быть сверена в соответствии с положениями настоящей Главы, *mutatis mutandis*, в соответствии с требованиями к периодическим консультациям на основании пунктов 394-399 (Раздел 1, Глава 7 этой Части) настоящего Кодекса и утверждению НАРЭ.

Раздел 2

Частичное восстановление и избыточное восстановление

374. Частичное восстановление и чрезмерное восстановление доходов, связанных с транспортными услугами, равны:

$$R_A - R$$

где:

R_A – фактический доход, полученный в связи с предоставлением транспортных услуг;

R – доход от транспортных услуг.

Значения R_A и R назначаются одному и тому же тарифному периоду, и, если между ОПС будет создан эффективный механизм компенсации, как указано в пунктах 347 и 348 настоящего Кодекса, они принимают этот механизм во внимание.

375. Если разница, рассчитанная в соответствии с пунктом 374 настоящего Кодекса, является положительной, это указывает на избыточное восстановление дохода, связанного с транспортными услугами. Если рассчитанная разница отрицательна, это указывает на частичное восстановление дохода, связанного с транспортными услугами.

Раздел 3

Регулирующий счет

376. Регулирующий счет указывает информацию, упомянутую в пункте 374, для определенного тарифного периода и может включать в себя другую информацию, такую как разница между ожидаемыми и фактическими элементами затрат.

377. Частичное возмещение или избыточное возмещение ОПС доходов, связанных с транспортными услугами, присваивается регулируемому счету, если НАРЭ не принимает другие нормы.

378. Если внедряются механизмы стимулирования продажи мощности на основе Постановления, утвержденного НАРЭ, только часть частичного или избыточного возмещения со стороны ОПС относится к регулируемому счету. В этом случае непогашенная сумма соответствующего возмещения должна быть сохранена или уплачена ОПС, в зависимости от обстоятельств.

379. Каждый ОПС использует один регулирующий счет.

380. Аукционная премия, в зависимости от обстоятельств, может быть назначена на специальный счет, отдельный от регулирующего счета, упомянутого в пункте 379 настоящего Кодекса, в соответствии с решением НАРЭ. НАРЭ может принять решение использовать эту аукционную премию для уменьшения физического затора или, если ОПС работает только в рамках тарифного режима без ограничения цены, снизить тарифы на транспортные услуги для следующего тарифного (-ых) периода (-ов) в соответствии с пунктами 381-383 настоящего Кодекса.

Раздел 4

Сверка регулирующего счета

381. Полная или частичная сверка регулирующего счета должна проводиться в соответствии с применяемым методом расчета справочных цен и, кроме того, с использованием пошлины, упомянутой в пункте 324, подпункт 2) настоящего Кодекса, если эта пошлина применяется.

382. Сверка регулирующего счета выполняется в соответствии с правилами, принятыми НАРЭ в течение данного периода сверки, точнее в течение периода, в котором должен быть согласован регулирующий счет, упомянутый в пунктах 376-380 настоящего Кодекса.

383. Целью сверки регулирующего счета является возмещение ОПС частично восстановленной суммы и возврат системным пользователям суммы, возмещенной в избытке.

Глава V

РАСЧЕТ ЦЕН НА АГРЕГИРОВАННУЮ МОЩНОСТЬ И НА МОЩНОСТЬ В ВИРТУАЛЬНЫХ ТОЧКАХ МЕЖСИСТЕМНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Раздел 1

Расчет цен на агрегированную мощность

384. Резервная цена на продукт агрегированной мощности равна сумме резервных цен на мощности, которые способствуют этому продукту. Резервные цены для соответствующих мощностей входа и выхода становятся доступными, когда продукт агрегированной мощности предлагается и распределяется через общую платформу резервирования, упомянутую в пунктах 312-317 настоящего Кодекса.

385. Доход от продажи продуктов с агрегированной мощностью, соответствующий резервной цене этих продуктов, распределяется между соответствующими ОПС следующим образом:

- 1) после каждой транзакции для продукта агрегированной мощности;
- 2) пропорционально резервным ценам на мощности, которые вносят вклад в соответствующий продукт.

386. Аукционная премия, возникающая в результате продажи продуктов агрегированной мощности, присуждается в соответствии с соглашением между соответствующими ОПС, которое должно быть утверждено НАРЭ или представителями национальных регулирующих органов не позднее, чем за 3 месяца до начала ежегодных аукционов ежегодной мощности. При отсутствии такого одобрения, участвующими национальными регулируемыми органами, аукционная премия будет в равной степени распределяться между соответствующими ОПС.

387. Если точка межсистемного соединения соединяет смежные системы входа/выхода от 2 Договаривающихся сторон, компетентные национальные регулирующие органы направляют в Комитет по регулированию ЕС для информации соглашение, упомянутое в пункте 386 настоящего Кодекса.

Раздел 2

Расчет цены за мощность в виртуальной точке межсистемного соединения

388. Предельная цена для продукта стандартной неагрегированной мощности, предлагаемая в виртуальной точке межсистемного соединения рассчитывается в соответствии с одним из следующих подходов:

1) соответствующая цена рассчитывается на основе контрольной цены, если методика расчета применяемых контрольных цен позволяет учитывать установленную виртуальную точку межсистемного соединения;

2) соответствующая цена равна средневзвешенному значению резервных цен, если это среднее значение рассчитывается на основе контрольных цен для каждой точки межсистемного соединения, которая вносит вклад в соответствующую виртуальную точку межсистемного соединения, если методология расчета применяемых контрольных цен не позволяет учитывать установленную виртуальную точку межсистемного соединения в соответствии со следующей формулой:

$$P^{st}, PIV = \frac{\sum_i^n (P_{st,i} \times CAP_i)}{\sum_i^n CAP}, (16)$$

где:

P^{st}, PIV – резервная цена для конкретного продукта стандартной неагрегированной мощности в виртуальной точке межсистемного соединения;

i – точка межсистемного соединения, которая вносит вклад в виртуальную точку межсистемного соединения;

n – количество точек межсистемного соединения, которые вносят вклад в виртуальную точку межсистемного соединения;

$P_{st, i}$ – резервная цена для конкретного продукта стандартной неагрегированной мощности в точке межсистемного соединения i ;

CAP_i – техническая или договорная мощность, прогнозируемая, в зависимости от обстоятельств, в точке межсистемного соединения i .

389. Резервная цена для продукта стандартной агрегированной мощности, предоставленного в виртуальной точке межсистемного соединения рассчитывается в соответствии с пунктом 384 настоящего Кодекса.

Глава VI ЦЕНА ЗАКРЫТИЯ И ЦЕНА ПОДЛЕЖАЩАЯ УПЛАТЕ

Раздел 1

Расчет цены закрытия в точках межсистемного соединения

390. Цена закрытия для конкретного ПСМ в точке межсистемного соединения рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{cl} = P_{R,au} + AP, (17)$$

где:

P_{cl} – цена закрытия;

$P_{R,au}$ – применимая резервная цена для ПСМ, которая публикуется при подаче заявки на соответствующий продукт;

AP – аукционная премия, если применимо.

Раздел 2

Расчет цены подлежащей уплате в точках межсистемного соединения

391. Цена, подлежащая уплате за конкретный ПСМ в точке межсистемного соединения, рассчитывается по любой из следующих формул:

1) если применяется подход с переменной ценой:

$$P_{flo} = P_{R,flo} + AP, (18)$$

где:

P_{flo} – переменная цена, подлежащая уплате;

$P_{R,flo}$ – резервная цена для ПСМ, применимая, когда может использоваться соответствующий продукт;

AP – аукционная премия, если применимо.

2) если применимо, подход с фиксированной ценой:

$$P_{fix} = (P_{R,y} \times IND) + RP + AP, (19)$$

где:

P_{fix} – фиксированная цена, подлежащая уплате;

$P_{R,y}$ – применимая резервная цена для продукта стандартной ежегодной мощности, которая публикуется, когда продукт выставляется на аукцион;

IND – соотношение между индексом, выбранным во время использования, и тем же индексом, когда продукт был выставлен на аукцион;

RP – премия за риск, которая отражает преимущества определенности в отношении уровня тарифа на оказание транспортных услуг, если эта премия больше или равна 0;

AP – аукционная премия, если применимо.

Раздел 3

Условия определения типа цены подлежащей уплате

392. В случае и в той мере, в которой ОПС работает в режиме ценообразования без ограничения цены, условия для предложения подходов к цене, подлежащей уплате, являются следующими:

- 1) для случаев, когда предлагается только существующая мощность:
 - a) предложен подход с переменной ценой, подлежащей уплате;
 - b) не допускается подход относительно фиксированной цены, подлежащей уплате;
- 2) для дополнительной мощности и существующей мощности, предлагаемой в рамках того же аукциона или того же альтернативного механизма распределения:
 - a) может быть предложен подход в отношении переменной цены;
 - b) подход в отношении фиксированной цены, подлежащей уплате может быть предложен, если выполняется одно из следующих условий:
 - (1) используется альтернативный механизм распределения, предусмотренный в пунктах 291-296 настоящего Кодекса;
 - (2) проект включен в список проектов, представляющих интерес для Энергетического сообщества, или Проекта, представляющего общий интерес, как это предусмотрено в статье 3 Регламента (ЕС) № 2013/347, принятый и адаптированный Решением Совета министров 2015/09/МС-EnC.

393. В случае и в той мере, в которой ОПС работает в режиме ценообразования с предельной ценой, может быть предложен либо подход с переменной ценой, подлежащей уплате, либо подход с фиксированной ценой, подлежащей уплате, либо оба варианта.

Глава VII ТРЕБОВАНИЯ К КОНСУЛЬТАЦИЯМ

Раздел 1

Периодическая консультация

394. НАРЭ или ОПС, в случае если он назначен НАРЭ, проводят одну или несколько консультаций. По мере возможности и для повышения эффективности процесса консультаций, документ для консультаций публикуется на румынском языке и, в зависимости от обстоятельств, на английском языке. Заключительная консультация перед Постановлением, упомянутым в пункте 402 настоящего Кодекса, должна соответствовать требованиям, изложенным в Разделе 1 и Разделе 2 настоящей Главы, и включать следующую информацию:

- 1) описание предлагаемого способа расчета справочных цен, а также следующих элементов:
 - a) информация, указанная в пункте 409, подпункт 1) настоящего Кодекса, в том числе:
 - (1) обоснование используемых параметров, связанных с техническими характеристиками системы;
 - (2) информация о значениях этих параметров и применяемых допущениях;
 - b) стоимость предлагаемых корректировок тарифов на услуги по транспортировке газа на основе мощности в соответствии с пунктами 341-342 настоящего Кодекса;
 - c) ориентировочные справочные цены, которые являются предметом консультации;
 - d) компоненты, результаты для оценки отнесения затрат, упомянутые в пунктах 327-332 настоящего Кодекса;
 - e) оценка предлагаемого способа расчета справочных цен в соответствии с пунктом 338 настоящего Кодекса;

f) если предлагаемые методики расчета справочной цены отличаются от метода расчета цены, в зависимости от расстояния, взвешенного с мощностью, представленного в пунктах 338-340 настоящего Кодекса, сравнения между двумя методами и с информацией, представленной в п.с).

2) информация, предусмотренная в пункте 409 подпункты 1), 4), 5) настоящего Кодекса;

3) информация о тарифах на услуги по транспортировке природного газа и тарифах на вспомогательные услуги:

а) если предложены тарифы на объемные транспортные услуги, согласно пункту 325 настоящего Кодекса:

(1) способ расчета тарифов;

(2) доля регулируемого дохода или целевого дохода, который, как ожидается, будет возмещен по этим тарифам;

(3) тарифы на оценочные объемные транспортные услуги;

б) если системным пользователям предлагаются вспомогательные услуги:

(1) об утверждении [Методологии расчета, утверждения и применения регулируемых тарифов на дополнительные услуги, оказываемые системными операторами в секторе природного газа № 271/2018 от 28 сентября 2018 г.](#) расчета;

(2) доля регулируемого дохода или целевого дохода, который, как ожидается, будет возмещен по этим тарифам;

(3) способ сверки соответствующего дохода, связанного со вспомогательными услугами, в соответствии с пунктом 373 настоящего Кодекса;

(4) предполагаемые тарифы на вспомогательные услуги, предоставляемые ОПС системным пользователям;

4) информация, представленная в пункте 410 настоящего Кодекса;

5) если подход в отношении фиксированной цены, упомянутый в пункте 391, подпункт 2) настоящего Кодекса, считается предложенным в рамках тарифного режима с ограничением цены для существующей мощности:

а) предлагаемый индекс;

б) предлагаемый расчет и использование дохода от премии за риск;

с) точка (точки) межсистемного соединения и тарифный (тарифные) период (периоды) для которых предлагается этот подход;

д) процесс предоставления мощности в точке межсистемного соединения, где предлагаются оба подхода, упомянутые в пункте 392 настоящего Кодекса, а именно переменная цена и фиксированная цена.

395. Окончательная консультация до принятия Постановления, упомянутого в пункте 402 настоящего Кодекса, проводится в течение не менее 2 месяцев. Консультационные документы для любой из консультаций, упомянутых в пункте 394 настоящего Кодекса, могут потребовать, чтобы ответы, представленные после консультации, включали не конфиденциальную версию, которая может быть опубликована.

396. В течение одного месяца после завершения консультации ОПС или НАРЭ, в зависимости от организации, которая публикует консультационный документ, упомянутый в пункте 395 настоящего Кодекса, она публикует результаты консультации и их резюме. По мере возможности и для повышения эффективности процесса консультаций, резюме должно быть составлено на румынском и английском языках.

397. Последующие периодические консультации должны проводиться в соответствии с пунктом 441 настоящего Кодекса.

398. Для методологии расчета справочной цены, которая содержит детали, касающиеся аспектов, указанных в пункте 394, подпункт 1), а)-е) настоящего Кодекса, может быть использована модель, разработанная Агентством по сотрудничеству европейских регулирующих органов (далее – ACER).

399. Процесс консультаций, упомянутый в настоящей Главе, будет осуществляться параллельно с процедурой общественных консультаций, предусмотренной [Законом № 100/2017 о нормативных актах](#).

Раздел 2

Периодический процесс принятия решений национального регулирующего органа

400. Во время запуска окончательной консультации в соответствии с Разделом I настоящей Главы, до Постановления, упомянутого в пункте 402 настоящего Кодекса, НАРЭ или ОПС, назначенного НАРЭ, направляет консультационные документы в Регулирующий комитет ЕС, который проанализирует следующие аспекты:

1) если вся информация, указанная в пункте 394 настоящего Кодекса, была опубликована;

2) если элементы, представленные на консультацию в соответствии с пунктами 394-399 (Раздел I этой Главы) настоящего Кодекса, соответствуют следующим требованиям:

а) если метод расчета справочных цен соответствует требованиям, изложенным в пункте 337 настоящего Кодекса;

б) если критерии для расчета тарифов на объемную транспортную услугу выполнены, согласно пункту 324 настоящего Кодекса;

с) если критерии для установления тарифов на вспомогательные услуги выполнены, в соответствии с пунктами 325-326 настоящего Кодекса.

401. В течение 2 месяцев после завершения консультации, упомянутой в пункте 402 настоящего Кодекса, НАРЭ или ОПС, в зависимости от организации, опубликовавшей консультационный документ, а также Секретариата Энергетического сообщества, получают от Комитета по регулированию ЕС на английском языке заключение анализа с соблюдением конфиденциальности коммерческой информации.

402. В течение 5 месяцев с момента завершения последней консультации НАРЭ, действуя в соответствии со статьей 7, ч.(2) п.а) [Закона 108/2016](#), принимает и публикует Постановление об утверждении Методологии расчета, утверждения и применения тарифов на услуги по транспортировке природного газа, мотивируя все элементы, упомянутые в пункте 394 настоящего Кодекса. В день публикации НАРЭ направляет свое Постановление Регулирующему комитету ЕС и Секретариату Энергетического сообщества.

Раздел 3

Консультации по сокращениям, коэффициенты умножения и сезонные коэффициенты

403. Параллельно с заключительной консультацией, проведенной в соответствии с пунктом 394 настоящего Кодекса, НАРЭ консультируется с национальными регулирующими органами всех государств-членов ЕС.

1) уровень коэффициентов умножения;

2) уровень сезонных коэффициентов и расчеты, представленные в пунктах 360-365 настоящего Кодекса, в зависимости от обстоятельств;

3) уровни установленных сокращений в пунктах 342 и 366-370 настоящего Кодекса.

404. После завершения консультации НАРЭ принимает обоснованное Постановление, касающееся всех аспектов, упомянутых в пункте 403, подпункты 1)-3) настоящего Кодекса. НАРЭ должно учитывать позиции национальных регулирующих органов в непосредственно связанных государствах-членах ЕС и Договаривающихся сторонах Энергетического сообщества.

405. Последующие консультации должны проводиться в каждом тарифном периоде, начиная с даты Постановления, упомянутого в пункте 402 настоящего Кодекса. После каждой консультации и в соответствии с пунктом 415, пункт 1) настоящего Кодекса, НАРЭ принимает и публикует мотивированное Постановление по вопросам, упомянутым в пункте 402, подпункты 1)-3) настоящего Кодекса.

406. Принимая Постановление, упомянутое в пунктах 403-405 настоящего Кодекса, НАРЭ учитывает рекомендации, полученные в ходе консультации, а также следующие аспекты:

1) относительно коэффициентов умножения:

a) баланс между упрощением торговли природным газом в краткосрочной и долгосрочной перспективе с целью эффективного инвестирования в транспортную систему;

b) влияние на доход, связанный с транспортными услугами и на его восстановление;

c) необходимость избегать перекрестного субсидирования между системными пользователями и повышать способность резервных цен отражать затраты;

d) ситуации физического и договорного затора;

e) влияние на трансграничные потоки;

2) относительно сезонных коэффициентов:

a) влияние на содействие эффективному и экономичному использованию инфраструктуры;

b) необходимость увеличения способности резервных цен отражать затраты.

Глава VIII

ТРЕБОВАНИЯ В ОТНОШЕНИИ ПУБЛИКАЦИИ

Раздел 1

Информация, подлежащая публикации до ежегодного аукциона ежегодной мощности

407. Для точек межсистемного соединения и, если НАРЭ решит применить Раздел IV настоящего Кодекса для точек, отличных от точек межсистемного соединения, перед ежегодным аукционом ежегодной мощности, НАРЭ или ОПС, назначенным НАРЭ, публикуют следующую информацию в соответствии с требованиями пунктов 412-418 настоящего Кодекса:

1) для ПСМ для постоянной мощности:

a) резервные цены, применяемые по крайней мере до конца газового года, начинающегося после ежегодного аукциона ежегодной мощности;

b) коэффициенты умножения и сезонные коэффициенты, применяемые к не ежегодным резервным ценам ПСМ;

- с) аргументы НАРЭ относительно уровня коэффициентов умножения;
- д) если применяются сезонные коэффициенты, обоснование их применения.
- 2) для ПСМ для прерываемой мощности:
 - а) резервные цены, применяемые по крайней мере до конца газового года, начинающегося после ежегодного аукциона ежегодной мощности;
 - б) оценка вероятности прерывания, в том числе:
 - (1) список всех типов ПСМ для предлагаемой прерываемой мощности, включая вероятность соответствующего прерывания и применяемый уровень снижения;
 - (2) объяснение способа, как рассчитывается вероятность прерывания для каждого типа продукта, упомянутого в пар. (1);
 - (3) исторические или прогнозируемые данные, или оба типа данных, используемые для оценки вероятности прерывания, упомянутого в ч.(2).

Раздел 2

Информация, которая будет опубликована до тарифного периода

408. НАРЭ или ОПС назначенный (назначенные) НАРЭ, публикуют до начала тарифного периода, в соответствии с требованиями Раздела 2-3 настоящей Главы, информацию о параметрах, используемых в Методологии расчета, утверждения и применения тарифов на услуги по транспортировке природного газа (метод расчета применяемых справочных цен), которые связаны с техническими характеристиками транспортной системы, такими как:

- 1) техническая мощность в пунктах входа и выхода и соответствующие положения;
- 2) договорная мощность, оцененная в точках входа и выхода, и другая соответствующая информация о ней;
- 3) количество и направление потока природного газа для точек входа и выхода и для соответствующих допущений, таких как сценарии спроса и предложения для потока природного газа в течение пикового периода;
- 4) подробная структура транспортной сети,
- 5) дополнительная техническая информация о передающей сети, такая как длина и диаметр сетей, а также мощность станций сжатия природного газа.

409. В дополнение к информации, указанной в пункте 408 настоящего Кодекса, НАРЭ или ОПС, назначенный (назначенные) НАРЭ, публикуют следующую информацию:

- 1) регулируемый доход и целевой доход или оба вида дохода от ОПС;
- 2) информация об изменениях из года в год доходов, указанных в подпункте 1);
- 3) следующие параметры:
 - а) виды активов, включенных в регулируемую базу активов, и их совокупная стоимость;
 - б) стоимость капитала и методика его расчета;
 - с) капитальные затраты, в том числе:
 - (1) методологии определения первоначальной стоимости активов;
 - (2) методологии переоценки активов;
 - (3) объяснения относительно эволюции стоимости активов;
 - (4) периоды амортизации и суммы по типам активов.
 - д) операционные расходы;
 - е) механизмы стимулирования и цели эффективности;
 - ф) показатели инфляции.

4) доходы, связанные с транспортными услугами;

5) следующие отчеты о доходах, указанных в пункте 4):

а) соотношение мощности и продукции, то есть разбивка между доходом, полученным в результате тарифов на транспортные услуги, на основе мощности и доходом, полученного в виде объемных тарифов;

б) соотношение вход/выход, то есть распределение доходов, полученных тарифами на транспортные услуги, на основе мощности во всех точках входа и доходов, созданных тарифами на основе мощности во всех точках выхода;

с) соотношение между использованием сети в системе и использованием сети между системами, то есть распределение между доходом, полученным от использования сети в системе, как в точках входа, так и в точках выхода, и доходом, полученным от использования сети между системами, как в точках входа, так и в точках выхода, рассчитанных в соответствии с пунктами 327-332 настоящего Кодекса.

б) если в той степени, в которой ОПС работает в режиме ценообразования без ограничения цены, следующую информацию, касающуюся выверки регулирующего счета:

а) фактический полученный доход, суммы, возмещенные частично или сверх регулируемого дохода, и часть этих сумм, отнесенная на регулирующий счет и, если применимо, на субсчет в соответствующем регулирующем счете;

б) период согласования и внедренные механизмы стимулирования.

7) ожидаемое использование аукционной премии.

8) следующую информацию о тарифах на транспортные услуги и тарифах на вспомогательные услуги, сопровождаемую соответствующей информацией, связанной с их определением:

а) если они применяются, тарифы на объемные транспортные услуги, указанные в пункте 324 настоящего Кодекса;

б) если они применяются, тарифы на вспомогательные услуги, указанные в пунктах 325 и 326 настоящего Кодекса;

с) справочные цены и другие цены, применимые в других точках, кроме тех, которые указаны в пункте 407 настоящего Кодекса.

410. Кроме того, должна быть опубликована следующая информация о тарифах на услуги по транспортировке природного газа:

1) объяснения относительно:

а) разницы между уровнем тарифов на транспортные услуги для одного и того же вида транспортных услуг, применимых в течение текущего тарифного периода и в течение тарифного периода, за который публикуется информация;

б) расчетная разница между уровнем тарифов на транспортные услуги для одного и того же вида транспортных услуг, применимым в течение тарифного периода, за который публикуется информация, и в каждом тарифном периоде в течение оставшегося периода регулирования;

2) по крайней мере, одна упрощенная тарифная модель, периодически обновляемая, сопровождаемая объяснением того, как ее использовать, позволяющая системным пользователям рассчитывать тарифы на транспортные услуги, применимые в течение текущего тарифного периода, и оценивать их возможное развитие после заключения этого тарифного периода.

411. Для пунктов, исключенных из определения соответствующих пунктов, упомянутых в Положении, о доступе к передающим сетям природного газа и управлении

перегрузками, информация, касающаяся расчетного объема договорной мощности и предполагаемого объема потока природного газа, публикуется в соответствии с пунктом 15 настоящего Положения.

Раздел 3

Форма публикации

412. Для Договаривающихся сторон, чьи ОПС являются членами или наблюдатели ENTSO-G, информация, представленная в пунктах 407-411 настоящего Кодекса, настоящего Кодекса должна публиковаться ОПС в соответствии с требованиями пунктов 417-418 посредством ссылки, вставленной на платформу, установленную ENTSO-G, на свою электронную страницу.

Эта информация должна быть доступна общественности бесплатно и без ограничений на ее использование. Информация публикуется:

- 1) в удобном для использования формате;
- 2) понятным, легкодоступным и недискриминационным способом;
- 3) в загружаемом формате;
- 4) на румынском и, по возможности, на английском языках.

413. Для договаривающихся сторон, чьи ОПС являются членами или наблюдателями ENTSO-G, следующая информация о точках межсистемного соединения должна быть опубликована на платформе, установленной ENTSO-G:

- 1) одновременно с моментом, установленным в пункте 407 настоящего Кодекса, резервные цены на ПСМ для постоянной мощности и на ПСМ для прерываемой мощности;
- 2) одновременно с моментом, установленным в пунктах 408-411 настоящего Кодекса, налог на основе потока, упомянутого в пункте 324, подпункт 1), если этот налог применяется.

Для других Договаривающихся сторон эта информация должна быть опубликована на веб-сайте ОПС.

414. Информация, указанная в пункте 413 настоящего Кодекса, публикуется следующим образом:

- 1) в соответствии с пунктом 412, подпункты 1)-3) настоящего Кодекса;
- 2) на румынском и английском языках;
- 3) в стандартизированной таблице, которая должна содержать как минимум следующую информацию:

- a) точка межсистемного соединения;
- b) направление потока природного газа;
- c) название ОПС;
- d) время начала и окончания продукта;
- e) тип мощности (постоянная или прерываемая);
- f) индекс ПСМ;
- g) применяемый тариф за кВтч/час и за кВтч/день, в леях и евро с учетом следующих элементов:

элементов:

(1) если применяемая единица мощности – кВтч/час, информация о применяемом тарифе за кВтч/день не является обязательной, и наоборот;

(2) если местная валюта отличается от евро, информация о тарифах, применяемых в евро, не является обязательной.

415. Кроме того, также в течение периода, указанного в пунктах 408-411 настоящего Кодекса, соответствующая стандартизированная таблица должна включать моделирование всех сборов, взимаемых за прохождение потока 1 ГВтч/день/год для каждой точки межсистемного соединения, в леях или евро в зависимости от обстоятельств, в соответствии с пунктом 416, подпункт 3), г) ч 2) настоящего Кодекса.

416. Если информация, изложенная в пункте 414 настоящего Кодекса, отличается от соответствующей информации, упомянутой в пункте 413 настоящего Кодекса, соответствующая информация, упомянутая в пункте 413, имеет преимущественную силу.

Раздел 4

Сроки публикации информации

417. Срок публикации информации, представленной в пунктах 408-411 настоящего Кодекса, следующий:

1) для информации, представленной в пункте 408 настоящего Кодекса, не позднее, чем за 30 дней до ежегодного аукциона ежегодной мощности;

2) для информации, указанной в пунктах 408-411 настоящего Кодекса, не позднее, чем за 30 дней до соответствующего тарифного периода;

3) для тарифов на услугу транспортировки природного газа, обновляемых в течение тарифного периода, – сразу после утверждения НАРЭ, в соответствии с пунктом 356 настоящего Кодекса.

418. Каждое обновление тарифа на передающую услугу природного газа должно сопровождаться информацией, указывающей причины, по которым был изменен уровень тарифа. Если применяется пункт 355, подпункт 2) настоящего Кодекса, каждое обновление тарифов на транспортные услуги должно сопровождаться обновленным отчетом, упомянутым в пункте 407, подпункт 2) настоящего Кодекса для соответствующих типов ПСМ для прерываемой мощности.

Глава IX

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ

Раздел 1

Тарифные принципы в отношении дополнительной мощности

419. Минимальная цена, по которой ОПС принимает запрос на дополнительную мощность, является справочной ценой. Чтобы рассчитать экономический тест, опорные цены должны быть определены путем включения в метод расчета опорных цен соответствующих гипотез, связанных с предложением дополнительной мощности.

420. Если считается, что подход с фиксированной ценой, упомянутый в пункте 391, подпункт 2) настоящего Кодекса, предлагается для дополнительной мощности, резервная цена, упомянутая в пункте 391, подпункт 2), основывается на предполагаемых инвестиционных и эксплуатационных затратах. После заказа дополнительной мощности соответствующая резервная цена корректируется пропорционально разнице между расчетной и фактической стоимостью инвестиций, независимо от того, является ли эта разница положительной или отрицательной.

421. Если выделение дополнительной мощности по базовой цене не даст достаточного дохода для получения положительного результата в экономическом тесте, может быть применена обязательная минимальная премия на первом аукционе или в первом

альтернативном механизме распределения, в котором предлагается дополнительная мощность. Обязательная минимальная премия может также применяться в последующих аукционах, когда предлагается мощность, которая не была первоначально продана, или мощность, которая была первоначально зарезервирована в соответствии с пунктами 143 и 144 настоящего Кодекса. Решение о возможности применения обязательной минимальной премии и аукционах, в которых она должна применяться, принимается НАРЭ в соответствии со ст.98-99 [Закона № 108/2016](#).

422. Уровень обязательной минимальной премии должен позволять получить положительный результат в экономическом тесте с доходами, генерируемыми мощностью, предлагаемой в ходе первого аукциона, или первого альтернативного механизма выделения, в котором предлагается дополнительная мощность.

Интервал, в котором находится уровень обязательной минимальной премии, в соответствии с расчетной распределенной пропускной способностью, представляется на утверждение НАРЭ в соответствии с пунктом 260, подпунктом 3) настоящего Кодекса.

423. Обязательная минимальная премия, утвержденная НАРЭ, добавляется к справочной цене на продукты совокупной мощности в соответствующей точке межсистемного соединения и назначается исключительно ОПС, для которого обязательная минимальная премия была утверждена НАРЭ. Этот неявный принцип присуждения обязательной минимальной премии не наносит ущерба возможной дополнительной аукционной премии в соответствии с пунктом 384 настоящего Кодекса или альтернативному соглашению между соответствующими национальными регулирующими органами.

Глава X

Раздел 1

Методологии и параметры, используемые для определения регулируемого дохода или целевой доход ОПС.

Существующие договоры

424. НАРЭ передает Комитету по регулированию ЕС в соответствии с определенной им процедурой всю необходимую информацию, касающуюся методологий и параметров, используемых для определения регулируемого дохода и целевого дохода ОПС.

425. Настоящий Кодекс не наносит ущерба уровням тарифов на транспортные услуги, вытекающим из договоров или резервирований мощности, заключенных до утверждения новых тарифов, разработанных в соответствии с настоящим Кодексом, если эти договоры или резервирования мощности не предусматривают каких-либо изменений в уровнях тарифов на транспортные услуги, исходя из мощности и/или объема, за исключением индексаций, если это применимо.

426. Договорные положения, касающиеся тарифов на транспортные услуги и резервирования мощности, упомянутые в пункте 425 настоящего Кодекса, не могут быть возобновлены, изменены или продлены после истечения срока их действия.

Раздел 2

Мониторинг реализации

427. В контексте выполнения обязанностей по мониторингу и анализу того, как ОПС реализует этот Кодекс, НАРЭ и ОПС передают информацию, запрошенную Секретариатом Энергетического сообщества и ENTSO-G.

428. Конфиденциальность коммерческой секретной информации обеспечивается Секретариатом Энергетического сообщества, Комитетом по регулированию ЕС и ENTSO-G.

Раздел 3

Предоставление отступлений

429. По просьбе организации, эксплуатирующей трубопровод межсистемного соединения, который воспользовался отступлением от пунктов 98 и 99 [Закона № 108/2016](#) или аналогичным отступлением, национальные регулирующие органы имеют право предоставить соответствующему субъекту, как правило, отступление от применения одного или нескольких пунктов настоящего Кодекса, в соответствии с настоящим разделом, если его применение в случае соответствующего субъекта имеет одно или несколько из следующих негативных последствий:

1) не способствует эффективной торговле природным газом и эффективной конкуренции в области;

2) не поставляет стимулов для инвестиций в новые мощности или для поддержания существующих уровней мощности;

3) неоправданно искажает трансграничную торговлю;

4) искажает конкуренцию с другими операторами инфраструктуры, которые предоставляют услуги, аналогичные тем, которые предоставляются в трубопроводе межсистемного соединения;

5) невозможно реализовать, учитывая специфику межсистемного соединения труб.

430. Организация, запрашивающая отступление в соответствии с пунктом 429 настоящего Кодекса, должна включить в свою заявку подробное изложение причин, сопровождаемое всеми подтверждающими документами, включая, при необходимости, анализ затрат и выгод, который продемонстрирует выполнение одного или нескольких условий, изложенных в пункте 429, подпункты 1)-5) настоящего Кодекса.

431. Национальные регулирующие органы соседних стран совместно рассматривают запрос об отступлении и рассматривают его в тесном сотрудничестве. Если они предоставляют отступление, соответствующие национальные регулирующие органы должны указать его продолжительность в своих решениях.

432. Национальные регулирующие органы должны уведомлять Комитет по регулированию ЕС и Секретариат Энергетического сообщества о Постановлениях, допускающих такие отступления.

433. Национальные регулирующие органы могут отменить отступление, если обстоятельства или мотивы, лежащие в их основе, или и то, и другое, более не действительны или в результате мотивированной рекомендации Комитета по регулированию ЕС или Секретариата Энергетического сообщества, отменить отступление из-за отсутствия обоснования.

ЧАСТЬ VI

ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

434. Прилегающие ОПС проведут необходимый анализ и определяют функциональные виртуальные точки межсистемного соединения не позднее **1 ноября 2021 года**.

435. В течение **9 месяцев** после истечения срока транспонирования Регламента Комиссии (ЕС) № 2017/459 от 16 марта 2017 г. о создании сетевого кодекса относительно механизмов выделения мощности в газотранспортных системах и отмены Регламента (ЕС) № 984/2013 (текст, имеющий отношение к ЕАОС), опубликованного в Официальном журнале Европейского Союза от 17 марта 2017 г., с поправками, внесенными Решением № 2018/06/PHLG-EnC Постоянной группы высокого уровня Энергетического сообщества от 28 ноября 2018 г. в Энергетическом сообществе, ОПС могут предлагать только ПСМ для прерываемой мощности, превышающей один день, если ежемесячные, ежеквартальные или ежегодные ПСМ для постоянной мощности были проданы с тендерной премией, были исчерпаны или не предлагались.

436. В течение **9 месяцев** с даты вступления в силу настоящего Кодекса ОПС предлагает бесплатный сервис для преобразования мощности системных пользователей, которые имеют некоррелированную неагрегированную мощность, в один из концов точки межсистемного соединения в соответствии с пунктом 246 настоящего Кодекса.

437. Первая оценка запроса на дополнительную мощность на рынке в соответствии с пунктами 262-263 настоящего Кодекса будет проведена в 2021 году.

438. В течение 6 месяцев после истечения срока транспонирования Регламента Комиссии (ЕС) № 2017/459 от 16 марта 2017 г. о создании сетевого кодекса относительно механизмов выделения мощности в газотранспортных системах и отмены Регламента (ЕС) № 984/2013 (текст, имеющий отношение к ЕАОС), опубликованного в Официальном журнале Европейского Союза от 17 марта 2017 г., с поправками, внесенными Решением № 2018/06/PHLG-EnC Постоянной группы высокого уровня Энергетического сообщества от 28 ноября 2018 г. о реализации Регламента Комиссии (ЕС) № 2017/459 от 16 марта 2017 г. о создании сетевого кодекса относительно механизмов выделения мощности в газотранспортных системах и отмены Регламента (ЕС) № 2013/984 (до 28 февраля 2020 года), все ОПС достигают договорного соглашения об использовании единой платформы резервирования для обеспечения мощности по обе стороны от точек межсистемного соединения или виртуальных соответствующих точек межсистемного соединения. Если в течение этого срока между ОПС не достигнуто соглашение, ОПС незамедлительно передает дело на рассмотрение в национальные регулирующие органы. Национальные регулирующие органы должны совместно выбрать и в течение 6 месяцев с даты направления дела, единую платформу резервирования на срок, не превышающий 3 лет. Если в течение 6 месяцев с даты обращения национальные регулирующие органы не могут совместно выбрать одну платформу резервирования, применяется пункт 129 настоящего Кодекса. Регулятивный комитет ЕС принимает решение о том, какую платформу резервирования следует использовать в точке межсистемного соединения или в виртуальной точке межсистемного соединения в течение периода, не превышающего 3 года.

439. В контексте мониторинга и анализа того, каким образом ОПС реализует настоящий Кодекс, ОПС должен предоставить в течение максимум 9 месяцев с даты вступления в силу настоящего Кодекса всю информацию, запрошенную Секретариатом Энергетического сообщества, которая будет сохранять конфиденциальность тайной коммерческой информации.

440. К 1 октября 2025 года максимальный уровень коэффициентов умножения для продуктов стандартной дневной и внутрисдневной мощности, должен составлять не более 1,5, если к 1 октября 2023 года Комитет по регулированию ЕС выпустит рекомендацию о том, чтобы максимальный уровень коэффициентов умножения был снижен до этого уровня. Эта рекомендация учитывает следующие аспекты, связанные с использованием коэффициентов умножения и сезонных коэффициентов до 31 мая 2021 года и после этого:

- 1) изменения в тенденциях резервирования мощности;
- 2) влияние на доход, связанный с транспортными услугами, и на его восстановление;
- 3) различия в уровне тарифов на транспортные услуги, применимые в течение 2 последовательных тарифных периодов;
- 4) перекрестное субсидирование между системными пользователями, которые заключили договор с ОПС на поставку продуктов стандартной ежегодной и не ежегодной мощности;
- 5) влияние на трансграничные потоки.

441. Консультационная процедура, этапы которой являются: окончательная консультация в соответствии с пунктами 394–399 настоящего Кодекса, принятие Решения НАРЭ в соответствии с пунктом 404 настоящего Кодекса, расчет тарифов на основе этого решения и публикация тарифов в соответствии с пунктами 407-417 (Глава VIII, Часть V) настоящего Кодекса, может быть инициирована со дня вступления в силу настоящего Кодекса и должна быть завершена не позднее 31 мая 2021 года. В этой процедуре должны учитываться требования, изложенные в Главах II, III и IV Часть V. Тарифы, действующие на текущий тарифный период по состоянию на 31 мая 2021 года, будут действовать до конца соответствующего периода. Эту процедуру необходимо повторять не реже одного раза в 5 лет, начиная с 31 мая 2021 года.

442. До 1 ноября 2019 года ОПС отправляет НАРЭ для информационных целей, договоры или информации, касающейся резервирования мощности, согласно пункту 424 настоящего Кодекса.

443. ОПС передает всю информацию, запрошенную Секретариатом Энергетического сообщества для выполнения своих обязательств в соответствии с пунктом 427 настоящего Кодекса, с соблюдением следующих сроков:

- 1) 1 июля 2020 года, в соответствии с требованиями Главы VIII, Часть V;
- 2) 31 декабря 2021 г. относительно всех других положений Часть V.