



**Дата публикации:** 06/04/2020

**Наименование документа:** Внутренний рынок газа в Европе: Роль тарифов на передачу

**Мы ценим ваши отзывы**



**Щелкните по значку, чтобы пройти 5-этапный онлайн-опрос и предоставить свои отзывы об этом документе.**

**поделится**





*Внутренний рынок газа в Европе: Роль тарифов на передачу*

*Доклад Агентства Европейского союза о применении методологий установления базовых цен в государствах-членах*  
Основной доклад

Раздел I

6 апреля 2020

Агентство Европейского Союза по сотрудничеству органов регулирования энергетики Trg republike 3, 1000 Любляна,  
Словения

## Содержание

<b>1.</b>	<b>Предисловие.....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>Ключевые выводы .....</b>	<b>5</b>
2.1.	Прозрачность.....	5
2.2.	Региональные сети.....	6
2.3.	Сборы на покрытие расходов, не связанных с передачей.....	7
2.4.	Прочие вопросы внедрения .....	7
2.5.	Требования к прозрачности при определении разрешенных и целевых доходов.....	11
2.6.	Изменения тарифов в результате применения NC TAR .....	11
2.7.	Страновые листы.....	12
<b>3.</b>	<b>Введение.....</b>	<b>13</b>
3.1.	.Намерение NC TAR.....	13
3.2.	Важность осуществления мониторинга .....	14
3.3.	Сфера охвата настоящего доклада .....	14
3.4.	Процесс внедрения RPM на основе NC TAR.....	15
3.5.	Процесс установления тарифов на основе общественных консультаций.....	16
3.6.	Соблюдение сроков NC TAR.....	16
3.7.	RPM, внедряемые во всех странах ЕС .....	17
3.8.	Вступление в силу новых тарифов.....	18
<b>4.</b>	<b>Прозрачность RPM .....</b>	<b>20</b>
4.1.	Анализ окончательных тарифных консультаций и требований к публикации .....	20
4.2.	Агентство смогло лишь частично оценить RPM .....	22
4.3.	Комбинации между затратоэффективностью и прозрачностью.....	24
4.4.	Незавершенные консультации .....	26
<b>5.</b>	<b>Региональные сети .....</b>	<b>27</b>
5.1.	Юридическая подготовка .....	27
5.2.	Распределение расходов региональных сетей через RPM.....	28
5.3.	Внедрение через MS .....	28
5.4.	ACER руководство .....	29
5.5.	Тематическое исследование: Италия .....	31
5.6.	Тематическое исследование: Австрия.....	33
<b>6.</b>	<b>Затраты, не связанные деятельностью по передаче .....</b>	<b>36</b>
6.1.	Контекст.....	36
6.2.	Хранилища .....	38
6.3.	Оборудование для СПГ .....	41
6.4.	Сборы, взимаемые ТСО за биогаз и его переработку .....	46
6.5.	Анализ и руководство .....	46
<b>7.</b>	<b>Другие вопросы внедрения .....</b>	<b>50</b>
7.1.	Область применения NC TAR: доступ к сетям .....	50
7.2.	Риск изменения объема и разделение активов .....	53
7.3.	Сравнительный анализ .....	55
7.4.	компенсационные механизмы Inter-TSO .....	60
7.5.	Скидка на биогаз для передачи .....	63
7.6.	Сверка выручки .....	63
7.7.	Оценка распределения расходов .....	65
7.8.	Плата за перерасход производственных мощностей .....	66
<b>8.</b>	<b>Требования прозрачности в отношении определения разрешенных и целевых поступлений</b>	<b>68</b>
8.1.	Требования к публикациям .....	68

8.2. Передовая практика и следующие шаги .....	70
<b>Приложение I: Процентное изменение тарифов на передачу .....</b>	<b>72</b>
1. Отказ от обязательств .....	72
2. Бельгия, 2019 - 2020 .....	73
3. Хорватия, 2020 - 2021 .....	73
4. Чехия, 2019 - 2020.....	74
5. Дания, 2019 - 2020 .....	74
6. Эстония, 2018 - 2020 .....	74
7. Франция, 2019 - 2020.....	75
8. Германия (Gaspool), 2019 - 2020.....	76
9. Германия (NCG), 2019 - 2020.....	77
10. Греция, 2019 - 2020.....	78
11. Венгрия, 2018/2019 - 2019/2020.....	78
12. Ирландия, 2019 - 2020.....	78
13. Италия, 2019 - 2020.....	79
14. Латвия, 2019 - 2020.....	79
15. Литва, 2019 - 2020.....	80
16. Нидерланды, 2019 - 2020.....	81
17. Польша, 2019 - 2020 .....	81
18. Польша Ямал, 2019 - 2020.....	82
19. Португалия, 2018/2019 - 2019/2020 .....	82
20. Румыния, 2018/2019 - 2019/2020 .....	82
21. Словения, 2019 - 2020 .....	83
22. Словакия, 2018 - 2022.....	83
<b>Приложение II: Обзор сроков проведения окончательной консультации и мотивированного решения по каждому государству-члену .....</b>	<b>84</b>
<b>Приложение III: Обзор применяемых методологий в расчете на одно государство-член .....</b>	<b>85</b>
<b>Приложение IV: Список сокращений .....</b>	<b>87</b>

## 1. Предисловие

Когда в 2012 году в Европейском Союзе ("ЕС") начались дебаты по регуляторным методикам установления референтных цен ("RPM"), тарифы показали самые разные структуры ценообразования. Различные подходы были проблематичны в тех случаях, когда тарифы были получены на основе противоречивых тарифных структур, оказывающих влияние на транспортные цены соседних государств-членов ("ГЧ") и потенциально препятствующих эффективной трансграничной торговле газом.

Предполагаемая роль Регламента Комиссии (ЕС) 2017/460 от 16 марта 2017 года<sup>1</sup>, устанавливающего кодекс сети по гармонизированной структуре тарифов на транспортировку газа ("NC TAR"), состояла в создании равных условий для внутренних и трансграничных пользователей сети, сокращении перекрестного субсидирования между этими пользователями, повышении прозрачности тарифов, а также в облегчении трансграничной торговли. В ходе реализации этого намерения твердо придерживалось Агентство Европейского Союза по сотрудничеству регулирующих органов в области энергетики ("Агентство").

Предполагаемая роль Регламента Комиссии (ЕС) 2017/460 от 16 марта 2017 года, устанавливающего сетевой кодекс по гармонизированной структуре тарифов на транспортировку газа ("NC TAR"), заключалась в создании равных условий для внутренних и трансграничных пользователей сети, сокращении перекрестного субсидирования между этими пользователями, повышении прозрачности тарифов, и, благодаря этим благоприятным воздействиям, облегчении трансграничной торговли. В ходе реализации этого намерения твердо придерживалось Агентство Европейского Союза по сотрудничеству регулирующих органов в области энергетики ("Агентство").

Тарифы на передачу, возможно, придется менять в свете серьезных изменений в будущем, таких как декарбонизация энергетического сектора и секторальное сцепление электроэнергетического и газового секторов. Обеспечив эффективные и прозрачные тарифы сейчас, можно снизить бремя управления такими будущими вызовами. Надлежащая оценка и эффективная оценка передающих активов будет иметь важное значение для переходного периода, поэтому способность иметь прозрачные и функциональные методологии будет оставаться важной как для тарифов на передачу электроэнергии, так и для разрешенных или целевых поступлений. Наконец, некоторые рыночные меры, такие как активизация развития производства биометана, могут потребовать более продуманных рамок по мере трансформации и декарбонизации газовых рынков.

Доклад Агентства о применении методологий определения эталонных цен в государствах-членах ("Доклад") был подготовлен в контексте нынешних вызовов с учетом необходимости проложить путь к будущему переходу.

---

<sup>1</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0460&from=EN>

## **2. Ключевые выводы**

Настоящим Отчетом Агентство выполняет свои обязательства в соответствии со Статьей 36(5) NC TAR. В этой статье говорится, что "в течение трех лет со дня вступления в силу настоящего Положения Агентство публикует отчет о применении методологий установления эталонных цен в государствах-членах".

Отчет должен быть опубликован до 6 апреля 2020 года.

После вступления в силу NC TAR Агентство рассмотрело 30 окончательных консультаций по тарифам в период с марта 2018 года по март 2020 года. Большинство государств-членов уложились в сроки, установленные NC TAR на 31 мая 2019 года, завершили процесс национальных консультаций, а также приняли мотивированное решение. Тем не менее, примерно треть государств-членов пропустили этот срок: AT, BG, LT, EE, LV, FR, ES и GB.

В следующих разделах освещаются основные вопросы реализации и выводы Агентства по этим темам.

### **2.1. Прозрачность**

В целом, прозрачность RPM, используемых для определения референтных цен, значительно улучшилась в результате внедрения NC TAR. Процесс консультаций между государствами-членами привел к большому объему информации, которая была предоставлена заинтересованным сторонам и Агентству на английском языке. Тем не менее, предоставляемая информация не всегда соответствовала требованиям Статей 26 и 30 и, в случае более сложных методологий, информация не всегда была достаточной для построения полного понимания RPM. Там, где обмен информацией был неполным, эти методологии можно было оценить только частично, в частности, по следующим причинам:

- Описание сети приводилось не всегда;
- Обоснование выбора драйверов затрат часто было недостаточным, и оно не всегда обсуждалось вопреки характеристикам сети;
- не были четко сформулированы политические и нормативные цели;
- компромиссы между затратоотражающей способностью и прозрачностью не всегда оценивались надлежащим образом;
- Некоторые заключительные консультации были неполными и не соответствовали требованиям к информации NC TAR.

Поэтому Агентство часто собирало дополнительную информацию от соответствующих национальных регулирующих органов ("NRA") и/или операторов систем передачи ("TSO"), чтобы улучшить свое понимание RPM. Дополнительная информация отображалась в Отчетах Агентства. Таким образом, Агентство также внесло свой вклад в повышение уровня прозрачности, благодаря хорошему сотрудничеству с NRA и опираясь на него.

---

<sup>2</sup> Соответственно к публикациям: NL, SE, RO, NI, DE, DK, PT, PL, PL (Yamal), SI, IUK, CZ, BE, EL, IT, HU, SK, IE, HR, AT(1), BBL, LT, EE, FR, ES, LV, AT(2), BG, GB.

## 2.2. Региональные сети

- Наличие региональных сетей как части активов TSO является результатом различных критериев, принятых на национальном уровне для сертификации TSO. Поэтому на практике сети передачи данных довольно неоднородны, но их расходы распределяются с использованием одних и тех же RPM.
- В некоторых MS (государствах/странах членах) активы, которые входят в регулируемую базу активов TSO("RAB"), включают трубопроводы и другие активы, которые предназначены для обеспечения внутренних потребителей и не могут быть использованы для транспортировки газа IP (так называемые "региональные сети"). Распределение затрат этих региональных сетей с использованием одного RPM может привести к перекрестному субсидированию между межсистемным и внутрисистемным использованием сетей.
  - В некоторых странах-членах NRA и TSO в ходе национальных консультаций ссылались на региональные сети как на часть сетей передачи данных TSO: ES, FR, IT, LT. В других странах членах, NRA и TSO не проводили оценку того, можно ли некоторые части их передающих сетей считать региональными сетями в ходе национальных консультаций по тарифам: BG, CZ, DE, DK, EE, EL, FI, HR, HU, IE, LV, NL, PL, PT, RO, SI, SK. В случае, если региональные сети являются частью RAB TSO, разделение региональных активов на распределительные сети может быть вариантом, которому следует следовать, без обязательного изменения права собственности на эти активы.
  - Тема региональной сети впервые рассматривается в настоящем докладе на уровне ЕС с точки зрения регулирования. Несмотря на то, что полученные результаты помогли прояснить вопрос и его потенциальную сферу охвата, а также указать на возможные решения, дебаты о том, как лучше всего работать с такими сетями, не являются закрытыми, и было бы полезно провести дальнейший анализ и обсуждение. Поэтому Агентство хотело бы продолжить работу в отношении региональных сетей:
  - Во-первых, необходимо более глубокое понимание определения региональных сетей. Агентство предлагает NRA провести оценку существования региональных сетей в тех случаях, когда они являются частью сетей TSO. Агентство в сотрудничестве с NRA будет искать возможности для согласования определения региональных сетей в рамках ЕС.
  - Во-вторых, в тех случаях, когда региональные сети существуют, их расходы должны распределяться с использованием следующих методов
  - регулярный процесс RPM, когда предлагаемая методология доказывает, что она способна распределить расходы, связанные с региональными сетями, среди внутренних пользователей<sup>3</sup>.
  - В-третьих, если распределение затрат, связанных с региональными сетями, среди отечественных потребителей невозможно в рамках предлагаемой RPM, Агентство предлагает изменить классификацию региональных сетей на распределение, основываясь на Статье 2(5) Директивы 2009/73/EC<sup>4</sup>.
- (15) • В дальнейшем Агентство будет оценивать альтернативный вариант, состоящий в исключении региональных сетей из RPM в случаях, когда эти активы не входят в систему входа-выхода, при условии, что этот вариант окажется обоснованным с юридической точки зрения.

---

<sup>3</sup> See more details in Chapter 5 of the Report.

<sup>4</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073&from=EN>

<sup>5</sup> See Chapter 5.

### **2.3. Сборы на покрытие расходов, не связанных с передачей**

Агентство отметило, что в некоторых системах TSO отвечают за сбор доходов, не связанных с их передаточной деятельностью (например, хранение). В остальных случаях эти доходы обычно взыскиваются соответствующей организацией (например, операторами хранилищ) непосредственно с пользователей этих услуг. Тем не менее, в других системах шипперы могут нести ответственность за сбор от потребителей расходов, не связанных с TSO, путем добавления дополнительных сборов к тарифам на передачу.

Эти сборы включают механизмы компенсации, направленные на частичное или полное покрытие расходов, связанных с: хранением, объектами СПГ, преобразованием существующей инфраструктуры (и бытовых приборов конечных пользователей) из низкокалорийного газа ("L-газ") в высококалорийный газ ("Н-газ"), а также с продвижением биогаза.

Агентство понимает, что эти механизмы могут оказаться полезными при некоторых обстоятельствах, поскольку рынок может оказаться не в состоянии устанавливать цены на положительные внешние эффекты, обеспечиваемые соответствующими объектами. Однако, поскольку эти расходы взимаются вместе с тарифами на транспортировку газа, Агентство считает необходимым оценить их воздействие, поскольку могут возникнуть риски, способные спровоцировать чрезмерное перекрестное субсидирование между потребителями газа, финансирование неэффективной инфраструктуры или исказить конкуренцию между поставщиками газа.

Агентство считает, что NRA должны будут оценить преимущества (безопасность поставок, конкурентоспособность на рынке...) такого механизма с точки зрения рисков, связанных с ним.

В любом случае, эти компенсационные механизмы должны строго контролироваться:

- К ним должны предъявляться требования в отношении транспарентности и консультаций;
- Они должны быть финансово нейтральными для структуры, выступающей в качестве посредника;
- Они должны по умолчанию распределять подлежащие возмещению расходы между внутренними потребителями (за исключением случаев, когда исследование затрат и выгод показывает, что существует выгода для других областей рынка).

Что касается продвижения биогаза, то было бы разумно разработать на европейском уровне подход к измерению экономической эффективности такого механизма по сокращению выбросов парниковых газов. Такой количественный подход позволил бы различным технологическим решениям по декарбонизации справедливо конкурировать на европейских энергетических рынках, при условии, что этот подход может быть применен к конкурирующим технологиям.

### **2.3. Другие вопросы внедрения**

Агентство также провело оценку ряда ключевых вопросов осуществления в целях улучшения соблюдения NC TAR и в соответствующих случаях дало указания. Агентство отмечает, что порядок применения этих мер может существенно различаться в разных государствах. Это объясняется либо тем, что выбранное применение могло потребовать углубленной интерпретации ключевых принципов законодательства ЕС, а это не было предоставлено, либо тем, что существовавшая ранее национальная практика поддерживалась без тщательной оценки ее совместимости с NC TAR в целом.

---

<sup>6</sup> Калорийность означает теплоту сгорания. В некоторых странах используются газы разного качества, обеспечивающие разное сжигание тепла. Это означает, что инфраструктура L-газа должна быть заменена на инфраструктуру Н-газа, что вызовет дополнительные расходы на инвестиции в инфраструктуру.

### 2.2.1. Сфера применения NC TAR

Область применения NC TAR основывается на ст. 13 Регламента (ЕС) № 715/20097, в котором говорится о "тарифах на доступ к сети".

Принимая во внимание политические цели NC TAR, Агентство поддерживает широкую сферу применения NC TAR в целях обеспечения надлежащего и однородного правового применения. Следовательно, под сферой применения NC TAR следует понимать не только услуги, позволяющие пользователям сети получить "доступ к газотранспортным сетям", но и услуги, которые предоставляются "в связи" с доступом к газотранспортным сетям или "в связи с" таким доступом.

Агентство осознает, что оценка сферы охвата может потребовать оценки в каждом конкретном случае со стороны соответствующего NRA.

После определения услуг доступа к сети, в соответствии со Статьей 4 NC TAR, услуги, которые подпадают под определение, должны рассматриваться как передающие или не передающие услуги.

#### Крупный риск

NC TAR требует, чтобы RPM гарантировал, что значительный риск, связанный с объемами перевозок, особенно при перевозках через систему входа-выхода, не присваивался конечным потребителям в рамках этой системы входа-выхода. Хотя NC TAR не уточняет, какой объемный риск, Агентство интерпретирует это как вопрос, связанный с потенциальным долгосрочным недоиспользованием сети. Объемный риск может создать неопределенность в отношении надлежащего внедрения системы входа-выхода, поскольку это может потребовать изоляции потенциально недоиспользуемых активов от остальных активов сети и применения к ним специального режима (потенциально аналогичного модели сети "точка-точка").

Снижение риска, связанного с объемом, может привести к появлению сложных регулирующих механизмов, которые могут не соответствовать NC TAR. В таких случаях Агентство считает, что для обеспечения эффективности сети должны применяться следующие требования:

- Во-первых, риск объема должен быть релевантным. Это происходит, когда TSO транспортирует значительно больше газа в другие системы, чем для своей собственной системы входа/выхода;
- Во-вторых, риск объема должен основываться на доказательствах, а именно на реальном или потенциально значительном снижении объемов транзита, что приведет к значительному недоиспользованию системы;
- В-третьих, объемный риск должен основываться на затратах под риском, связанных с инфраструктурой, используемой для транзитных потоков (т.е. неамortизированных затратах от транзитных трубопроводов);
- Наконец, в тех случаях, когда для управления риском объема применяется надбавка за риск, встроенная в методологию разрешенных доходов, оценка этой надбавки должна быть предоставлена NRA. Эта премия должна быть пропорциональна риску, с которым сталкивается оператор, и должна быть обоснована.

---

<sup>7</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&from=EN>

<sup>8</sup> See more details in Chapter 7.2.

### **2.2.1 Сравнительный анализ**

NC TAR предоставляет возможность применять несколько вторичных регулировок RPM: выравнивание, масштабирование и эталонное тестирование. В данном отчете Агентство концентрирует внимание на различных национальных подходах, применяемых к эталонному тестированию, и напоминает, что эталонное тестирование имеет ограниченную сферу применения.

Агентство считает, что пояснительные указания, изданные Европейской комиссией, полезны для информирования о том, как устанавливать и применять эталонные цены на всей территории ЕС9.

Опираясь на руководящий документ Европейской комиссии, Агентство рекомендует применять эталонную корректировку с ограниченной сферой применения и в рамках следующих этапов:

- Во-первых, сравнительный анализ должен применяться после того, как NRA/TSO оценит, проводятся ли эффективные соревнования "от трубопровода к трубопроводу";
- Во-вторых, в ходе оценки должны быть определены тарифы, применяемые вдоль конкурирующего(их) маршрута(ов);
- В-третьих, для определения уровня тарифов при отсутствии эталонной маркировки должен быть рассчитан единый RPM для системы выхода на рынок;
- Наконец, эталонное тестирование должно применяться только к конкурирующим IP и не может иметь общесистемного применения.

### **2.2.1. механизмы ITC**

Согласно Статьям 10 и 11 NC TAR относится к механизму компенсации оператора межпередаточной системы ("ITC"), который соединяется с применением RPM. ITC необходим, когда компенсация считается необходимой для недополучения доходов, понесенных TSO в результате хостинговых потоков, для которых он не может собрать доходы, покрывающие все или часть расходов на использование инфраструктуры.

Этот механизм играет ключевую роль в государствах-членах, где действует большее число TSO, или в проектах региональной интеграции, которые опираются на сотрудничество нескольких TSO<sup>10</sup>. Учитывая четкую компетенцию NRA в области установления тарифов, а также то, что ITC является неотъемлемой частью методологии установления тарифов, компетенция принимать решения в отношении ЦМТ относится к компетенции NRA.

Для того, чтобы оценить соответствие RPM требованиям Статьи 7 NC TAR, и гарантировать, что механизм ITC соответствует правовым требованиям NC TAR, а также RPM, Агентство предоставляет следующие указания для создания механизма ITC. Это руководство будет особенно полезно для региональной рыночной интеграции, охватывающей несколько государств-членов:

- Во-первых, для обеспечения приемлемого уровня затратоэффективности на региональном уровне необходимо определить совместно используемые в зоне рынка передающие активы и связанные с ними затраты. Такая оценка должна основываться на прогнозе потоков, пересекающих зоны объединенного рынка, и эти затраты должны регистрироваться в механизме ЦМТ;

---

<sup>9</sup> EC Staff Working Document on Tariffs for Access to the Natural Gas Transmission Networks, see in particular its Chapter 7.3 <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/2/2007/EN/2-2007-535-EN-1-1.PDF>

<sup>10</sup> See further discussion in Chapter 7.4.

- Во-вторых, механизм ITC в идеале должен быть направлен на распределение этих затрат таким образом, чтобы это соответствовало распределению выгод от рыночной интеграции;
- В-третьих, скорректировать внутренние выходы каждой TSO на региональном рынке, с тем чтобы они могли возвращать свои разрешенные или целевые доходы от внутренних пользователей после того, как будет создан вклад трансграничных пользователей в механизм ITC.

#### **Скидка на трансмиссию в пункты въезда от биогазовых установок**

В ходе национальных консультаций BE и DE Агентство определило 100-процентную скидку на входные пункты на биогазовых установках.

Предложенные скидки были обоснованы более низкими затратами, связанными с ввозом биогаза, который находится ближе к центрам спроса, по сравнению с трансграничными IP. Кроме того, было сочтено, что скидки поддерживают политику смягчения последствий изменения климата. NC TAR не предусматривает такого применения скидки. Агентство предложило двум NRA рассмотреть вопрос о том, может ли поддержка возобновляемых газов быть удовлетворена иным образом, чем предоставление скидки на входной тариф. Кроме того, Агентство выступает за применение более согласованного подхода на европейском уровне. Действительно, это может быть тем более важным, так как продвижение низкоуглеродных и нулеуглеродных газов может быть частью общей стратегии декарбонизации ЕС. В связи с перспективой расширения трансграничной торговли низкоуглеродными газами в будущем все большее значение и необходимость могут приобретать четкие рамки для такого рода продвижения. Агентство отмечает, что BE отменила скидку в своем мотивированном решении обеспечить соблюдение NC TAR.

##### **2.2.1. Сверка выручки**

Сверка доходов TSO является важным элементом в процессе установления тарифов. Процесс сверки является последним шагом для обеспечения того, чтобы пользователи сети платили справедливые тарифы.

Агентство настоятельно рекомендует следовать требованиям прозрачности при выверке доходов в соответствии со Статьей 30(1)(b)(iv) NC TAR. Кроме того, Агентство рекомендует свести к минимуму недополучение и перевыполнение, а также любые значительные различия между тарифами двух последовательных тарифных периодов в соответствии со Статьей 17 NC TAR.

Что касается выверки непередающих услуг, Агентство рекомендует проводить их выверку с использованием субсчетов единого нормативного счета. Таким образом, можно избежать перекрестных субсидий между непередающими услугами, которые взимаются с бенефициаров, и услугами передачи, которые взимаются со всех пользователей сети.

##### **2.2.2. Оценка распределения расходов**

Агентство рекомендует в качестве наилучшей практики расчёт следующей оценки распределения затрат ("CAA") для оценки предлагаемой RPM в заключительной консультации:

- При выполнении CAA на основе потенциала, NRA/TSO выбирает из статей затрат, представленного в Статье 5(1)(a) NC TAR статьи затрат, более тесно связанных с предлагаемыми RPM. Например, если в качестве статей затрат, определяющих расходы, используются потенциал и расстояние, то CAA должен использовать те же статьи затрат, которые определяют расходы;

- Завершите этот расчет до и после применения корректировок;
- NRA/TSO дополнительно включают результаты САА по методологии CWD, рассчитанные в соответствии со статьей 26(1)(a)(vi) NC TAR, используя в качестве водителей затрат прогнозируемые вместимость и расстояние по контракту.

### 2.3. Требования прозрачности в отношении определения разрешенных и целевых поступлений

Требования Статьи 30(1)(b) NC TAR в отношении публикации разрешенных или целевых доходов могут быть улучшены. Агентство напоминает о своей работе по Статье 34 NC TAR, которая требует от Агентства публиковать "Отчет о методологиях и параметрах, используемых для определения разрешенных или целевых доходов операторов систем передачи" ("Отчет по Статье 34"). Этот отчет был представлен в октябре 2018 года.

В своем Докладе по Статье 34 Агентство рекомендовало в период с 2018 года реорганизовать перечень, предусмотренный Статьей 30(1)(b)(iii) NC TAR, в более понятный перечень, который позволит NRA или TSO, ответственным за публикацию информации, сделать информацию более сжатой и структурированной. Агентство содействовало добровольному внедрению нового списка, содержащего следующие элементы высокого уровня:

- Подробное описание методологии;
- Значения используемых параметров;
- Значения затрат и расходов, которые используются для определения, разрешенного или целевого дохода в местной валюте и в евро.

Со времени внедрения NC TAR, NRA значительно улучшили прозрачность определения доходов TSO, публикуя более подробную информацию и давая разъяснения по своим методикам. В целях выявления передовой практики Агентство провело обзор того, в какой степени в каждой стране была обеспечена последовательная публикация значений и методологии, используемых при расчете доходов TSO (Статья 30(1)(b)(iii) NC TAR).

### 2.4. Изменения тарифов в результате применения NC TAR

Агентство предоставило изменения тарифов в результате применения NC TAR. Данное сравнение ограничено по объему (в него включены только те страны члены, которые к моменту публикации настоящего Отчета приняли мотивированные решения и предоставили соответствующие данные для анализа, в дополнение к FR13) и по широте, а именно Агентство не проводило углубленной оценки причин, что привели к этим изменениям.

Агентство отмечает, что изменения в тарифах являются не только результатом правил NC TAR. Существует ряд параметров, таких как изменения в разрешенных или целевых доходах TSO и изменения в резервировании мощностей, которые влияют на результирующие изменения в тарифах. Таким образом, внедрение RPM является одним из факторов, но не единственным, который приводит к таким изменениям.

### 2.5. Страновые листы

Агентство совместно с NRA рассмотрело мотивированные решения, принятые после Тарифных отчетов Агентства в соответствии со статьей 27(1) - (3). В целом, Агентство считает, что NRA повысили качество обоснований в тех случаях, когда Агентство указывало на такую необходимость.

Страновые листы государств-членов, которые представили свои мотивированные решения ко времени публикации настоящего отчета, доступны во втором томе настоящего отчета. Они структурированы аналогичным образом для проведения сравнительного анализа на высоком уровне.

### 3. Введение

#### 3.1. Намерение NC TAR

Целями NC TAR являются "содействие рыночной интеграции, повышение надежности поставок и продвижение межсетевых соединений между газовыми сетями", как указано в его рецензиях. Целью NC TAR является обеспечение прозрачного процесса определения тарифов с целью недопущения дискриминации между различными видами пользователей, в частности, между пользователями внутренней пересылки и трансграничного транзита. Таким образом, NC TAR вносит свой вклад в повышение конкурентоспособности в ЕС двумя способами: во-первых, взимая эффективно понесенные сетевые расходы с пользователей сетей на недискриминационной основе, и, во-вторых, расширяя трансграничную торговлю, что приводит к усилению ценового давления и конкуренции на рынке газовых сырьевых товаров.

Третий энергетический пакет создал новый дизайн рынка. Модель рынка входа-выхода позволила пользователям сети самостоятельно резервировать газовые мощности в точках входа и выхода. Таким образом, транспортировка газа перешла от контрактных путей к зонам входа-выхода. Транспортировка газа и ценообразование на него играют ключевую роль в успешности модели входа-выхода.

Когда в 2012 году в ЕС начались дебаты по тарифам, тарифы все еще демонстрировали самые разнообразные структуры ценообразования. Различные подходы не всегда были проблематичными в тех случаях, когда тарифы, полученные на основе объективной и прозрачной методологии, но непоследовательная структура тарифов в РС оказывала влияние на эффективную трансграничную транспортировку газа.

NC TAR был разработан для содействия интеграции рынка двумя способами. С одной стороны, его цель заключается в облегчении трансграничной торговли путем обеспечения большей согласованности национальных тарифных структур, а также в повышении надежности тарифных методологий путем обеспечения публикации их компонентов<sup>14</sup>. С другой стороны, NC TAR должен повысить прозрачность тарифов и содействовать активному участию заинтересованных сторон в общественных консультациях, которые должны публиковаться как на английском, так и на национальном языках. Консультации способствовали общему пониманию тарифов и позволили пользователям сети предвидеть изменения тарифов.

После первых консультаций по тарифам, проведенных NC TAR, пользователи сети улучшили свое понимание тарифов. Национальные консультации продемонстрировали возросшую уверенность пользователей в понимании тарифов, включая потенциальные или предполагаемые недостатки тарифной структуры. Большинство консультаций привлекло значительное количество откликов заинтересованных сторон; в нескольких избранных случаях отреагировала лишь горстка заинтересованных сторон, что отражает низкий уровень развития рынка и потенциально низкий уровень доверия к процессу консультаций.

---

14 [https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package_en)

15 Оценка обоснования вариантов политики для Рамочных руководящих принципов по правилам в отношении гармонизированных структур тарифов на передачу, ссылка: ACER-JD-2014-G-01, опубликовано 31 марта 2014 года:  
[https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines\\_and\\_network%20codes/Document\\_s/Justification%20document%20Policy%20Options%20for%20Harmonised%20Transmission%20Tariff%20Structure s.pdf](https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Document_s/Justification%20document%20Policy%20Options%20for%20Harmonised%20Transmission%20Tariff%20Structure s.pdf)

В целом, благодаря NC TAR повысилась прозрачность тарифных структур на всей территории ЕС. Агентство приветствует эти улучшения и призывает NRA также публиковать свои решения по тарифам на английском языке и повышать согласованность дизайна с необходимыми политическими обоснованиями.

### 3.2. Важность мониторинга реализации

Мониторинг осуществления является ключевым инструментом, позволяющим использовать уроки, извлеченные в ходе осуществления. Агентство хотело бы открыть дискуссию о путях повышения согласованности в тарифных структурах на основе Тарифных отчетов, изданных Агентством в течение последних двух лет. Нынешний Отчет призван служить этой цели.

Отчет основан на правовых требованиях Статьи 36(5) NC TAR, предусматривающей, что "в течение трех лет со дня вступления в силу настоящего Положения Агентство публикует отчет о применении методологий определения базовых цен в государствах-членах". Более общие положения статьи 9(1) Регламента (ЕС) № 715/2009 устанавливают, что Агентство осуществляет мониторинг и анализ "выполнения сетевых кодексов [...] и их влияния на гармонизацию применяемых правил, направленных на облегчение интеграции рынка, а также на недискриминацию, эффективную конкуренцию и эффективное функционирование рынка, и отчитывается перед Комиссией".

Оба требования к мониторингу лежат в основе настоящего Отчета: Статья 36(5) NC TAR устанавливает первоначальные границы настоящего Отчета, однако нынешняя публикация устанавливает несколько более широкие рамки для всестороннего расширения понимания национальных систем и структур тарификации, в соответствии с принципами, установленными Статьей 9(1) о "содействии рыночной интеграции, недискриминации, эффективной конкуренции и эффективному функционированию рынка".

### 3.3. Сфера охвата настоящего доклада

Агентство строит свой текущий Отчет на опыте, накопленном в ходе внедрения NC TAR. При этом сфера охвата настоящего Отчета аналогична сфере применения Статьи 27(2) Тарифных отчетов, выпущенных Агентством за последние два года, которая была сосредоточена на национальных окончательных консультационных документах по структурам тарифов на транспортировку газа.

Агентство включило в сферу охвата Отчёта следующие элементы, которые непосредственно связаны с реализацией RPM:

- Дизайн и составные части оборотов в соответствии с Главой II TNC TAR;
- Корректировка числа оборотов (например, сравнительный анализ) в соответствии со Статьей 6(4) NC TAR;
- Требования к публикации о допустимых доходах, в соответствии со Статьей 30(1)(b)(iii) NC TAR;
- Применение RPM в сетях, где более одной TSO активны в одной и той же зоне входа-выхода в пределах одной и той же страны члена, в соответствии со Статьей 10 NC TAR;
- Применение RPM в сетях, где в одной и той же зоне входа-выхода действует более одной TSO, охватывающей несколько государств-членов, в соответствии со Статьей 11 NC TAR.

Так как RPM и проблемы в государствах-членах различаются, Агентство более внимательно изучило несколько ключевых аспектов, которые повлияли на RPM, либо как часть RPM, либо вне RPM, но которые повлияли на него.

- Эти выбранные темы были тщательно отобраны и направлены на обеспечение большей последовательности и понимания, когда речь идет об оценке тарифов и их производных в будущем:

- Прозрачность. Элементы RPM, которые могут выходить за рамки требований к публикациям, установленных в Статья 26 NC TAR;

- Сфера применения NC TAR. Этот аспект имеет решающее значение для понимания доходов, которые будут выделяться с использованием RPM и, в более широком смысле, которые подпадают под правила NC TAR;

- Региональные сети. Типы активов, которые принадлежат TSO, но не используются как трансграничными, так и внутренними пользователями, следовательно, оказывают большое влияние на рентабельность тарифов, распределемых через единую систему RPM. Эти сборы могут привести к перекрестному субсидированию между пользователями сети и могут повлиять на эффективность сетевых сборов, а также на оптовую конкуренцию во всем ЕС;

- Затраты, не связанные с TSO, взимаемые TSO. Агентство определило ряд сборов, которые TSO собирают средства на расходы, не связанные с деятельностью TSO. Эти сборы могут привести к перекрестному субсидированию между пользователями сети, повлиять на эффективность сетевых сборов, а также на оптовую конкуренцию во всем ЕС, и в равной степени могут неэффективно субсидировать инфраструктуру;

- Конкретные варианты осуществления, такие как объемный риск, в соответствии со статьей 7(d) NC TAR;

- Механизмы выплаты компенсаций между ОПС в соответствии со статьей 10(3) и статьей 11 NC TAR;

- Сверка выручки по отношению к RPM, как описано в Главе IV NC TAR;

- Изменения в тарифах, в результате RPM, в соответствии с требованием публикации, согласно Статье 30(2).

Глава III NC TAR, посвященная резервным ценам, включая мультиликаторы, сезонные факторы и скидки на продукцию с перерывами, не является частью данного Отчёта, учитывая, что эти положения применяются после установления референтных цен, и основным направлением деятельности Агентства в данном Отчёте является RPM.

Наконец, Агентство отмечает, что в отчете упоминаются как окончательные консультации, проведенные в каждой стране члене, так и мотивированные решения, опубликованные NRA. Этот анализ более подробно доступен в страновых листах, включенных во вторую часть Отчёта.

### 3.4. Процесс внедрения RPM на основе NC TAR

Методологии определения эталонных цен могут обеспечить разумный уровень затратоэффективности и предсказуемости тарифов на основе применяемых ими затратообразующих факторов. Публикационные требования Статьи 26 NC TAR обеспечивают описание выбранных компонентов RPM (включая обоснования и значения соответствующих параметров), проведение оценок распределения затрат, а также оценку выбора RPM на основе принципов прозрачности, затратоэффективности, недопущения перекрестного субсидирования, снижения риска объемов и недопущения искажений в трансграничной торговле. Другие элементы требований к публикации позволяют получить более широкое представление о тарифах, способах возмещения доходов, а также о том, как устанавливаются и согласовываются тарифы на транспортировку и тарифы, не связанные с транспортировкой.

Агентство следило за национальными процессами осуществления и провело обзор итоговых консультаций. В целом, NC TAR способствовал пониманию RPM и установлению тарифов на передачу и непередачу в страны члены. Анализ часто ограничивается странами членами, которые завершили свои процессы установления тарифов и/или консультации. Отчет представит наиболее сложные вопросы в этом процессе, а также отразит достижения в области политики.

### 3.5       Процесс установления тарифов на основе консультаций с общественностью

NC TAR предоставляет юридические требования по установлению тарифов на доступ к газотранспортным сетям. Ключевым инструментом NC TAR является консультационный процесс. Целью консультаций является установление тарифов на доступ к сетям в открытом процессе, который начинается с тарифного предложения, предоставляемого заинтересованным сторонам и приводит к мотивированному решению NRA, которое является завершающим этапом процесса внедрения.

NRA отвечает за установление тарифа на национальную сеть на основании статьи 41(6) Директивы 2009/73/EC. NRA несет эту ответственность независимо от того, решил ли законодатель, что NRA разделяет с NRA определенные задачи, такие как обеспечение выполнения задач по публикации или консультированию, предусмотренных законодательством. Регулирующие полномочия NRA играют ключевую роль в разработке законодательства и важны для обеспечения надлежащего выполнения NC TAR.

Процесс установления тарифов начинается с проведения консультаций по NRA для расчета референтных цен, которые

публикуются либо NRA (16 публикаций, предоставленных НРУ), либо TSO (11 публикаций, предоставленных TSO), в соответствии с решением NRA. Этой консультации могут предшествовать промежуточные консультации, по которым NC TAR не выдвигает никаких требований. Окончательные консультации должны длиться не менее двух месяцев и включать в себя элементы, подробно изложенные в Статье 26(1) NC TAR. Консультации, по возможности, проводятся на английском языке. В качестве хорошей практики, NC TAR обеспечивает обширные переводы на английский язык, за исключением консультаций на эстонском языке.

В течение месяца после окончания окончательной консультации, NRA или TSO публикуют резюме на английском языке с ответами, полученными от заинтересованных сторон.

Через два месяца после окончания окончательной консультации Агентство публикует Отчёт, в котором анализируется соответствие предложенной RPM. Отчёт также проверяет соответствие непередающих тарифов и товарных тарифов, если они применяются.

Не позднее, чем через пять месяцев после окончания окончательных консультаций, NRA публикует мотивированное решение, основанное на всех консультационных требованиях и на собранных ответах заинтересованных сторон.

Мотивированное решение NRA, расчет тарифов на основании этого решения и публикация тарифов должны быть завершены не позднее 31 мая 2019 года.

Наконец, NC TAR предусматривает в Статье 27(5), что вышеуказанный процесс консультаций должен повторяться не реже одного раза в пять лет, начиная с 31 мая 2019 года.

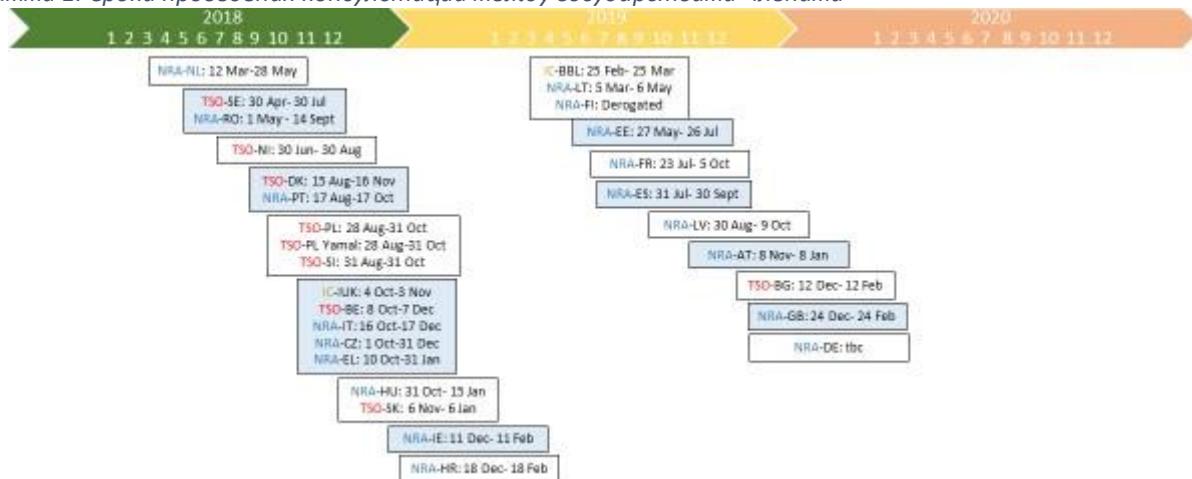
### 3.6 Соблюдение сроков NC TAR

Агентство приходит к выводу о том, что процесс консультаций начался во всех государствах-членах, однако не во всех государствах-членах процесс консультаций завершился и был закрыт к установленному крайнему сроку - 31 мая 2019 года.

- Следующие страны члены завершили процесс к 31 мая 2019 года: NL, SE, RO, NI, DK, PT, PL, PL Ямал, SI, IUK, BE, IT, DE, CZ, EL, SK, HR, или через несколько календарных дней после этого: HU, IE, BBL (заказ на основании даты начала заключительных консультаций).
- Следующие страны члены не завершили процесс к 31 мая 2019 года: AT, BG, LT, EE, LV, FR, ES и GB, и большинство из них начали свои окончательные консультации после предусмотренного законом срока, за исключением LT и EE, которые начали свои консультации до 31 мая 2019 года.

На рисунке 1 ниже показаны даты проведения консультаций с государствами-членами в период 2018-2020 годов.

Диаграмма 1: Сроки проведения консультаций между государствами-членами



(76) На диаграмме 2 ниже основное внимание уделяется датам опубликования мотивированного решения, которое было принято после консультаций и обзора Агентства. В колонке справа показано соблюдение крайнего срока публикации,

установленного на 31 мая 2019 года.

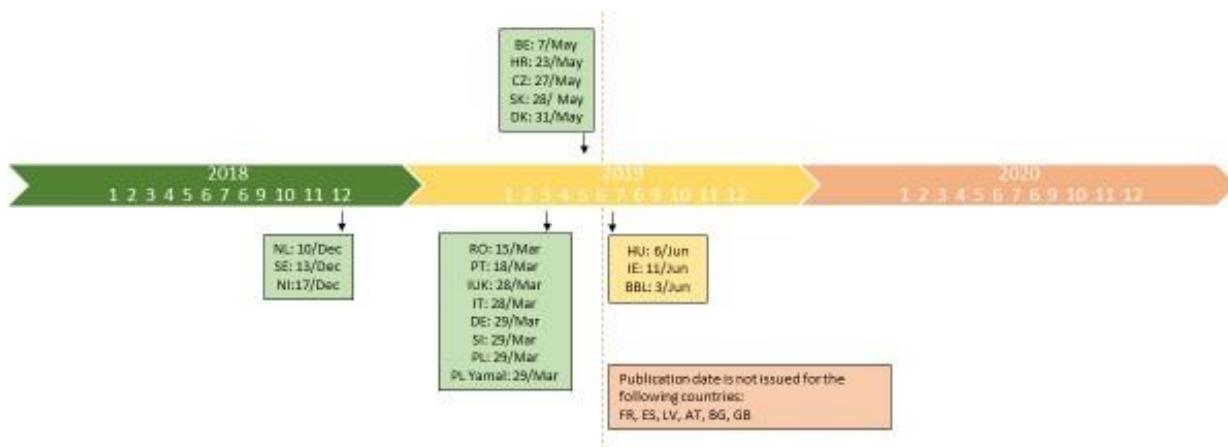


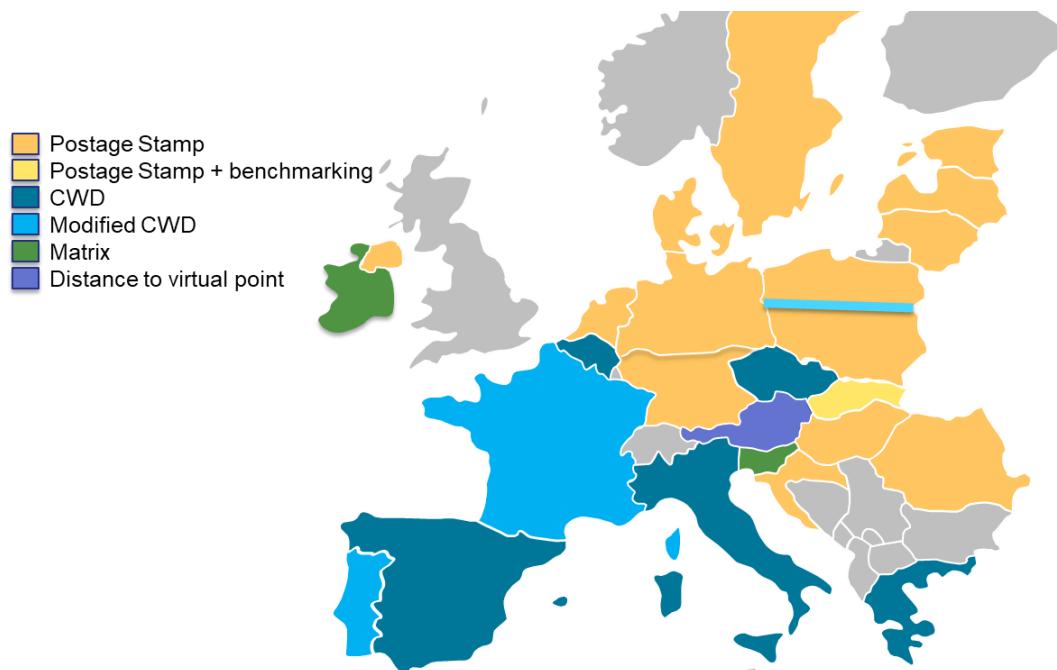
Рисунок 2: Дата публикации мотивированного решения НРУ по сравнению с крайним сроком 31 мая 2019 года для завершения процесса консультаций.

### 3.7 RPM, внедряемые на всей территории ЕС

Согласно ст. 3(1) NC TAR, "референтная цена" означает цену на продукт мощности для твердых мощностей сроком на один год, которая применяется в точках входа и выхода и которая используется для установления тарифов на передачу мощности. Аналогичным образом, Статья 3(2) определяет "методологию референтных цен" как методологию, применяемую к той части доходов от услуг по передаче, которая подлежит возмещению за счет тарифов на передачу мощности с целью получения референтных цен.

Агентство отмечает, что методологии, выбранные в ЕС, стали более гармонизированными по сравнению с его Обосновательным документом, который поддержал Рамочное руководство по гармонизированным структурам тарифов на передачу в 2014 г.<sup>16</sup>. В большинстве государств-членов ЕС после внедрения NC TAR используется методология почтовых марок или методология взвешенного расстояния по мощности. Агентство считает, что методологии, выбранные большинством стран, легки для понимания, в то время как некоторые методологии являются более сложными в связи с определенными вариантами проектирования, такими как комбинированные затраты на расстояние, сценарии потоков, плавающее разделение входа и выхода или сопоставление с контрольными показателями (FR, PT, PL Yamal, SI).

Рисунок 3: RPM, установленные в мотивированных решениях NRA по всему ЕС.



Примечание на измененной CWD:

- FR применяется методология CWD в сочетании со сценариями потоков (применимая к

записям из СПГ, выходу в ЕС, выходу в СН и внутренним пунктам), а также САА, используемая в качестве входа в методологию для установления равных удельных затрат на межсистемное и внутрисистемное использование.

- РТ применяет методологию CWD с учетом факторов, определяющих затраты на эффективную мощность и эффективное расстояние.

- "Ямал" применяет методологию CWD, при которой удельные затраты на использование трубопровода устанавливаются равными.

### 3.8 Вступление в силу новых тарифов

- NC TAR предусматривает 31 мая 2019 года крайний срок для завершения процесса национальных консультаций, который заканчивается публикацией мотивированного решения, согласно NC TAR. В то же время, статья 27(5) NC TAR устанавливает, что тарифы, применяемые на преобладающий тарифный период 31 мая 2019 года, будут применяться до конца соответствующего тарифного периода. Таким образом, вступление в силу национальных тарифов, рассчитанных по NC TAR, зависит от продолжительности периода
- преобладающего тарифного периода в каждой стране члене. На рисунке 4 ниже показаны даты, к которым тарифы, рассчитанные в соответствии с NC TAR, будут применяться в старнах членах. Большинство стран членов изменят свои тарифы к 2020 году, но некоторые из них будут применять новые тарифы еще до 2021 или 2022 года. Некоторые из них следуют за календарным годом, в то время как другие согласовывают начало своих тарифов с Годом газа (октябрь-сентябрь).
- Учитывая, что преобладающие тарифы все еще будут применяться в некоторых старнах членах, несмотря на то, что новые тарифы были утверждены, и учитывая, что страны члены имеют различные частоты для проведения периодических консультаций в соответствии со Статьей 27(5) NC TAR, Агентство пересмотрит консультации по национальным РПМ в различные сроки. Статья 27(5) NC TAR устанавливает, что процесс консультаций должен повторяться, по крайней мере, каждые пять лет. Основываясь на опубликованных Тарифных Отчетах Агентства и построении оценки, основанной на продолжительности нормативного периода, Агентство понимает, что страны члены предусматривают следующие интервалы для повторения процесса окончательных консультаций:
  - 2 года: SI;
  - 3 года: DK, EL, LV, NI, PL;
  - 4 года: AT, BE, FR, IE, IT, HU, PT, SE;
  - - и пять лет на то, чтобы повторить консультации по методике определения базовых цен.: CZ, DE, EE, HR, NL, RO, SK.

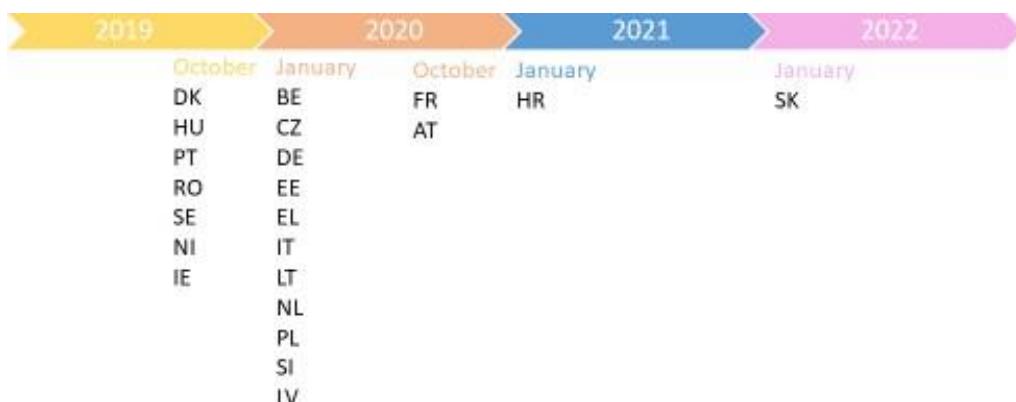


Рисунок 4: Вступление в силу тарифов для всех стран членов

собой длительность нормативного периода.

## 4. Прозрачность RPM

Одной из основных целей NC TAR является повышение прозрачности структуры тарифов на передачу. Введение четких требований по консультированию улучшило процедуры, используемые для установления тарифов. Сетевой кодекс требует соблюдения длинного списка ключевых требований публикации, закрепленных в статьях 26, 2918, 30 и 32 NC TAR. Данный Отчёт фокусируется на требованиях публикации, установленных Статьями 26 и 30 NC TAR, а именно на методологиях референтных цен, тарифах на передачу и непередачу и разрешённых или целевых доходах, что является ключевым вкладом в RPM.

Одной из целей повышения прозрачности является предоставление пользователям сети возможности лучше понять, как устанавливаются тарифы, как они изменились, и как они могут измениться в будущем. Кроме того, пользователи сети должны иметь возможность понимать затраты, лежащие в основе тарифов на передачу, и прогнозировать эволюцию тарифов на передачу в разумной степени.

### 4.1 Анализ окончательных тарифных консультаций и требований к публикации

NC TAR предоставляет большую свободу NRA или TCO в предложении методологии референтных цен, что позволяет им учитывать национальные характеристики сети, а также цели политики и регулирования. В связи с этим, Агентство считает важным, чтобы оценка принципов Статьи 7 NC TAR по прозрачности, затратоэффективности, перекрестному субсидированию, объемному риску и недопущению искажений в трансграничной торговле проводилась должным образом и последовательно, с тем, чтобы национальные и трансграничные интересы были сбалансированы. Описание RPM, описание сети передачи, результаты оценки распределения затрат и сравнение с методологией взвешенного расстояния с учетом пропускной способности ("CWD") играют важную роль в оценке Агентства.

NC TAR требует, чтобы окончательная консультация по тарифам и мотивированное решение включали следующую информацию, относящуюся к RPM: Article 26(1)(a):

- Описание предлагаемой методологии установления эталонных цен, включая выбор затратообразующих факторов и применение локационных сигналов<sup>19</sup>, получаемых в результате применения затратообразующих факторов;
- Статьи 26(1) а) i) и 30(1) а) i-iv): Обоснование используемых параметров, связанных с техническими характеристиками системы, такими как техническая или контрактная мощность, длина и диаметр трубопроводов и мощность компрессорных станций;
- Статьи 26(1)(a)(ii) и 9(1): Предлагаемые корректировки тарифов на передачу мощности;
- Статьи 26(1)(b) и 30(1)(b)(iv): Доходы от услуг по передаче, которые являются вкладом в RPM.

NC TAR требует, чтобы система RPM соответствовала требованиям, перечисленным в Статье 7 NC TAR и Статье 13 Регламента (ЕС) № 715/2009. Во втором томе Отчёта содержатся страновые листы для PC, которые завершили процесс консультаций и приняли мотивированное решение.

Эти страновые сводки направлены на оценку того, каким образом мотивированные решения учитывают рекомендации Агентства, содержащиеся в его докладах. Страновые листы были составлены при поддержке NRA.

- Страновые листы стандартизированы по следующей структуре:
- Резюме мотивированного решения NRA
- i. Описание RPM.
- .ii. Входные значения для числа оборотов в минуту
- .iii. Корректировка числа оборотов в минуту
- iv. Другие элементы, которые могут применяться не всеми странами (товар, плата за непередачу и т.д.).
- Как NRA учло рекомендации, представленные Агентством в Отчете об окончательной консультации по тарифам?
- .i. Включает качественный ответ от NRA и таблицу сравнения соответствия мотивированного решения против NC TAR.

.i. Вся необходимая информация была опубликована в мотивированном решении?

.ii. Таблица, сравнивающая требования к публикации при окончательной консультации и в мотивированном решении.

- Другие вопросы, относящиеся к применяемым тарифам TSO

- Как уже упоминалось, страновые листы содержат оценку по основным принципам в соответствии со Статьей 7 NC TAR, таким как:
  - - Прозрачность: Упрощённая модель RPM должна позволить пользователям сети воспроизводить расчёт ссыльных цен и их точный прогноз;
  - - Затратоэффективность: RPM должна учитывать фактические затраты на предоставление услуг по передаче с учётом уровня сложности передающей сети.
  - .i. Статья 26(1)(a)(v) NC TAR требует сравнения RPM с методологией CWD. CWD является эталонной методологией, определенной в Статье 8 NC TAR, и используется для сравнения предлагаемой RPM. Это сравнение актуально для оценки затратоэффективности факторов, определяющих затраты, и для оценки RPM. CWD может дать худшие результаты, чем RPM, предложенная консультацией. Некоторые RPM, такие как матричная методология, включают различные факторы, определяющие затраты, в отличие от или рядом с факторами, определяющими затраты на мощность и расстояние в CWD.
- Перекрестное субсидирование и недискриминация: RPM должна обеспечить отсутствие дискриминации и предотвратить необоснованное перекрестное субсидирование между пользователями сети и принять во внимание оценку распределения затрат согласно Статье 5 NC TAR.
  - .i. Статья 26(1)(a)(iv) NC TAR требует расчета оценки распределения затрат, которая является инструментом, оценивающим отражающую затраты и перекрестное субсидирование RPM на уровне внутрисистемных и межсистемных пользователей.
  - Объемный риск: RPM должны обеспечивать значительный объем риска, связанного, в частности, с транспортными перевозками.  
в системе входа-выхода не присваивается конечным клиентам в рамках этой системы входа-выхода.
  - Трансграничная торговля: RPM должен обеспечить, чтобы результатирующие референтные цены не искажали трансграничную торговлю.

#### 4.2 Агентство смогло лишь частично оценить RPM.

В то время как прозрачность улучшилась в результате правовых требований NC TAR к процессу консультаций, Агентство отмечает, что оценка национальных консультаций, и в частности, RPM, часто могла быть только частично завершена из-за различных информационных недостатков.

Ряд консультаций не предоставил основную информацию для оценки RPM и не соответствовал Статье 26 требований NC TAR. Это создало важные ограничения для заинтересованных сторон в понимании методологии в полном объёме, а также препятствовало Агентству построить хороший анализ по RPM. Об этих недостатках уже сообщалось в отчетах Агентства.

Отчёт в следующих двух подразделах будет подробно описывать два ключевых элемента, которые играют важную роль в создании прозрачной RPM. Эти ключевые элементы имеют несколько уровней, которые описаны в следующих разделах и поддерживают оценку RPM.

##### 4.2.1 Описание сети

RPM, используемый для распределения доходов от услуг по передаче, должен учитывать сложность сети. Существует ряд характеристик, которые Агентство считает важными для этой цели:

- Топология сети (неразборчивая или неразборчивая). В сетчатых сетях точки хорошо соединены между собой, и несколько путей могут служить для подачи газа в данную точку, в то время как в неразделенной сети существует один путь для подачи газа из одной точки в другую;
- релевантность расстояния как фактора стоимости. Неразделенные или линейные сети, несомненно, будут иметь значение расстояния как фактора, определяющего затраты;
- Профиль сети. Имеет ли сеть профиль восходящего, транзитного или нисходящего потока?
- Количество точек входа и диверсификация источников поставок;

- Конкуренция поставок и диверсификация источников на оптовом рынке;
- Наличие инфраструктуры, ориентированной на несколько качеств газа (например, газ с высоким и низким коэффициентом теплотворной способности);
- Требования к безопасности поставок, связанные с любой частью газовой инфраструктуры, за которую взимаются сборы TSO (например, сборы за СПГ в Греции);

---

20 Доклады, опубликованные до 5 апреля 2020 года, включают (в порядке публикации итоговых консультаций): NL, SE, RO, NI, DK, PT, PL, PL Ямал, SI, IUK, БЭ, IT, DE, CZ, EL, HU, SK, IE, HR, BBL, LT, EE, FR, ES, LV, AT. В случае

Австрия, Агентство проанализировало первую консультацию, опубликованную 21 января 2019 года, но не опубликовало свою оценку, поскольку НРУ решило повторить консультацию.

Мешхед - это сеть с сетью пунктов, позволяющей множественные комбинации между собой. Это означает, что каждый пункт может быть достигнут несколькими способами. В сетчатой сети доставка одной точки зависит от нескольких маршрутов, и правильное расстояние для доставки может быть трудно определить.

22 Следовательно, частично зацепленная топология имеет ограниченное количество точек с несколькими вариантами газового потока.

Опора на СПГ или хранение для оказания услуг по передаче газа (например, LV-хранилище, работающее для поддержания давления при передаче газа).

Описание сети является ключевым для оценки уместности RPM. Например, рентабельность тарифов зависит от адекватности затратообразующих факторов для данной сети. Самый простой пример - линейная сеть, где расстояние кажется соответствующим драйвером затрат. Другим примером является эталонное тестирование, которое является корректировкой, применимой к IP в условиях конкуренции, где эталонное тестирование будет служить снижению тарифа более дорогого маршрута до уровня конкурирующего маршрута. Последний пример касается применения скидок. Скидки на СПГ и скидки на инфраструктуру, разработанную с целью прекращения изоляции IP, зависят от вопроса о том, способствует ли такая инфраструктура безопасности поставок системы. Все эти примеры описывают соответствующее приложение RPM, которое подходит для определенных сетей, а также для определенных рыночных условий.

Поэтому Агентство делает вывод, что адекватность RPM тесно связана с характеристиками сети. Проверка соответствия RPM, основанная на требованиях, перечисленных в Статье 7 NC TAR, помогла Агентству понять и оценить потенциальные несоответствия между характеристиками сети и RPM.

Агентство отмечает, что в ходе пяти консультаций не было дано ни соответствующего описания сети, ни оценки адекватности RPM характеристикам системы передачи: DE, FR, HU, PL и SE. Некоторые из этих недостатков были исправлены в мотивированных решениях. В некоторых случаях пользователи сети искали более глубокое понимание характеристик сети, чтобы бросить вызов методологии, которая не казалась адекватной с их точки зрения.

Другие консультации предоставили обширную информацию о сложности сети, поддерживающую выбор и проектирование РМП: IT, LV и SI. Эти примеры следует рассматривать как передовую практику, когда речь идет об описании сети.

#### 4.2.2 Политика и цели регулирования

- NC TAR предоставляет гибкость NRA в принятии решений по RPM, но требует оценки по критериям Статьи 7 NC TAR, которая основывается на Статье 13 Регламента (ЕС) № 715/2009, подчеркивая эффективную тарификацию сети. Агентство отмечает, что во многих государствах-членах политика и цели регулирования определяют выбор, сделанный в ходе окончательных консультаций, и мотивированные решения.
- Агентство понимает, что цели в области политики и регулирования могут определять RPM, и поэтому очень важно поделиться ими в окончательном консультационном документе. Сделав эти цели ясными, RPM может быть оценена в сравнении с ними.
- Некоторые примеры таких политических и регуляторных целей были ясно изложены в ходе консультаций:
  - Транзитные страны со значительными объемами риска нацелены на то, чтобы избежать транзита к внутренним потребителям из-за меньших объемов/доходов от транзита. Это было реализовано посредством лимита дохода/цены с применением премии за риск (например, ЧЗ) или исключительно с применением премии за риск (например, AT). Агентство отмечает, что NC TAR допускает защиту внутренних пользователей, но в нем не предписываются конкретные меры по защите внутренних пользователей, которые могут быть приняты, если они остаются совместимыми с ключевыми принципами NC TAR<sup>23</sup>.

- Сети с ограниченным количеством конкурирующих источников поставок снижают рыночную мощь одного поставщика, путем добавления новых источников/заявок. Такие варианты часто утверждаются в целях обеспечения безопасности поставок и открытия рынка (например, EL, LT). Другим решением стало принятие Еврокомиссией схемы государственной помощи. На основе этой схемы в LT компонент безопасности поставок оплачивается отечественными потребителями в качестве дополнения к тарифам на транспортировку с целью возмещения расходов на СПГ. Схема обеспечения безопасности поставок СПГ отделена от расходов на транспортировку.
- Сети с конкурирующими IP применяют бенчмаркинг, без соответствующей оценки конкурирующих маршрутов и не основываясь на решении NRA (например, SK).
- Сети, отклоняющиеся от стандартной методики CWD путем использования дополнительных драйверов затрат или сценариев потоков (например, PT, FR), которые приводят к более низким или более высоким тарифам, связанным с конкретными точками.
- Стимулирование оптовой конкуренции на национальном рынке привело к выравниванию точек входа или к методологии почтовых марок, что потенциально могло привести к перекрестному субсидированию.
- Расширение сети привело к более сложным методологиям, которые обеспечили локальные сигналы для новых инвестиций, основанные на удельных затратах или коэффициентах загрузки мощностей (IE, PT соответственно).
  - Выравнивание внутренних точек выхода способствовало экономическому развитию менее развитых территорий, обеспечивая равные условия для развития промышленности в сопоставимых ценах с национальным уровнем.
  - Невозвращение всех разрешенных или целевых доходов ТСО с целью поддержания устойчивости газового сектора в стране (например, SK) или с учетом решения суда (например, ГП).
  - Продвижение газовых электростанций путем использования методологии почтовых марок и избегания фактора дистанционных затрат (например, NI).

Агентство считает, что эти цели должны быть изложены в документах по общественным консультациям, даже если они изначально разработаны национальными правительствами или законодателями. Заинтересованные стороны и пользователи сети должны быть в состоянии оспорить реализацию RPM в отношении целей политики и нормативно-правового регулирования, а также поставить под сомнение как эти цели, так и эффективность предлагаемых RPM для их достижения.

Хотя Агентство понимает эти цели с национальной точки зрения, их воздействие может быть более широким и региональным. В этой связи Агентство предложит NRA оценить и обсудить последствия достижения таких целей с NRA потенциально затрагиваемых государств-членов и достичь взаимоприемлемого результата. В случае необходимости межправительственного диалога, его можно было бы облегчить с помощью политических и институциональных рамок ЕС или конкретных региональных структур, таких как Пентасторонний энергетический форум. Агентство может оказать поддержку в проведении таких диалогов, если соответствующие партнеры обязуются встретиться и обсудить их.

#### 4.3 Комбинации между затрато-эффективностью и прозрачностью

Тариф с высокой стоимостью может быть очень сложным, поэтому его трудно понять. Поэтому такие тарифы могут быть непрозрачными. В свою очередь, более простые методологии, такие как методология использования почтовых марок, обеспечивают большую прозрачность, поскольку их легко понять, но они также рискуют чрезмерно упростить распределение расходов, что может привести к перекрестному субсидированию. Хотя нет простого ответа, найти правильные компромиссы для данной сети, можно сделать хорошую оценку ситуации на рынке и в открытом диалоге с заинтересованными сторонами.

Для анализа итоговых консультаций Агентство провело оценку того, позволяет ли эта методология пользователям сети воспроизвести расчет ориентировочных цен и точно их прогнозировать. Статья 30(2)(b) NC TAR устанавливает четкие требования к публикации упрощенной тарифной модели в рамках документа о консультациях. Роль упрощенной модели заключается в том, чтобы помочь заинтересованным сторонам предвидеть эволюцию тарифов и дать им возможность вводить свои собственные справочные данные, а на основе результатов применения модели изучать потенциальные будущие тарифы.

При оценке соответствия упрощенной модели Агентство учитывало компромиссы между прозрачностью и затрато-эффективностью. В упрощенной тарифной модели можно легко описать простые модели, в то время как методологии со сложными, а иногда и менее сложными допущениями приводят к чрезмерному упрощению тарифных моделей. В последнем случае упрощенная модель не помогла дать заинтересованным сторонам представление об RPM.

Даже сложные методики могут быть преобразованы в упрощенную тарифную модель, которая хорошо имитирует будущие тарифные эволюции. В таких случаях правильное описание и структура упрощенной тарифной модели должны давать достаточную информацию и хорошо увязываться с описанием, представленным в консультационном документе. Упрощенная тарифная модель должна поддерживать понимание RPM. Пользователи сети должны предвидеть эволюцию тарифов, а также понимать динамику RPM.

Агентство рекомендует, чтобы компромиссы между пониманием тарифов и пристальным вниманием к затратам на сеть были частью оценки, предоставляемой консультацией. Сбалансированный компромисс может привести к соответствующему выбору RPM, которая хорошо справляется с обеими целями.

Агентство определило следующие аспекты в качестве барьеров для воспроизведения и прогнозирования тарифов:

- Недостающая информация, например, модель предоставляет расчет тарифов, но не позволяет прогнозировать тарифы, или некоторые тарифы/сборы не публикуются;
- Модель не публикуется на английском языке, что благоприятствует участникам местного рынка;
- Очень короткие консультационные документы дают ограниченное объяснение модели;
- Слишком простая тарифная модель, которая не соответствует выбранной методологии, описанной в ходе консультации.

Агентство отмечает, что в ходе других консультаций была получена обширная и точная информация для воспроизведения и прогнозирования тарифов. В случае NL тарифная модель позволяет отдельно вводить разрешенные или целевые доходы для различных услуг по передаче. В случае с HR, упрощенная модель обеспечила видимость затрат на TSO на длительный период времени, выходящий за пределы периода регулирования. По мнению Агентства, они представляют собой передовую практику, позволяющую повысить точность прогнозов по референтным ценам. Другие виды практики являются менее рациональными и состоят из моделей, которые не обеспечивают достаточного понимания тарифной модели в процессе консультаций (например, AT, EE, FR, SI).

#### 4.4 Неполные консультации

Агентство отмечает, что ряд консультаций не включал всю необходимую информацию и должен был быть продлен или возобновлен (например, DK, EL, PL, RO). В некоторых случаях Агентство предлагало продлить период консультаций и/или опубликовать дополнительную информацию, которая имела место благодаря готовности NRA позитивно отреагировать на такие предложения (например, DK, EL, IT, RO).

В двух конкретных случаях, BE и EE, информация, предоставленная в ходе консультаций, была недостаточной или не была предоставлена вовремя по запросу Агентства. Это не позволило Агентству завершить анализ соответствия предлагаемой RPM. Агентство отмечает, что этот недостаток был исправлен в мотивированном решении NRA в отношении BE.

В ES, Государственный Совет посчитал, что введение скидки на пункты въезда с объектов СПГ в мотивированном решении является существенной модификацией и поэтому потребовал нового процесса консультаций.

Что касается неполных консультаций, то Агентство отмечает, что в соответствии со статьей 26 NC TAR не было пропущено еще несколько консультаций. Они были изложены в Отчетах Агентства и охватывают, в дополнение к государствам-членам, уже упомянутым в этом разделе, следующие государства-члены: HA, CZ, DE, FR, IE, HU, LV, PT, SI, SK.

В целом, Агентство заметило, что большинство документов по консультациям не являются полными. Поэтому Агентство рекомендует использовать его шаблон для того, чтобы помочь NRA или TSO перепроверить, включена ли в него вся информация. Агентство также предлагает переиздать консультацию в случае, если основная информация была опущена. Публикация информации более важна, чем временные ограничения, воспринимаемые органом, проводящим консультацию. При отсутствии соответствующего уровня информации заинтересованные стороны не смогут получить хорошее представление о новых методологиях тарифов, а отсутствие информации не может быть полностью исправлено на более позднем этапе, в том смысле, что заинтересованные стороны не смогут задуматься над вопросами, которые не были доведены до их сведения в ходе процесса консультаций. В этом контексте хорошая практика заключалась бы в том, чтобы начать процесс вовремя и дать заинтересованным сторонам возможность провести большое количество обсуждений до проведения окончательной консультации. Такой подход применялся ACM, нидерландским NRA.

25 [https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Public\\_consultations/Pages/ACER-Consultation-Template.-Tariff- NC-Article-26%285%29.aspx](https://acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/ACER-Consultation-Template.-Tariff- NC-Article-26%285%29.aspx)

## 5 Региональные сети

Активы, которые являются частью сети передачи TSO и которые выделяются с использованием одного и того же RPM, могут быть довольно неоднородными. Некоторые активы, которые являются частью передающих сетей TSO, включают трубопроводы, которые предназначены для снабжения внутренних потребителей и не могут быть использованы для транспортировки газа IPs. Агентство называет эти части сети "региональными сетями". Распределение затрат этих региональных сетей вместе с остальными затратами, связанными с доступом к сетям с использованием единой RPM, может стать важным фактором, приводящим к перекрестному субсидированию между перекрестными и внутрисистемными пользователями.

### 5.1 Юридическая подготовка

Наличие региональных сетей как части активов TSO является результатом различных критериев, принятых для сертификации TSO. Директива 2009/73/ЕС дает два определения: одно - для передачи, другое - для распределения, а последнее - для линий, которые являются региональными с точкой доставки к конечным пользователям. Постановление (EC) № 715/2009 повторяет определение передачи.

В частности, определение "передачи" отличает магистральные газопроводы высокого давления от той части распределительной сети, которая имеет магистральные газопроводы высокого давления, используемые в основном в контексте местного распределения природного газа, с целью его доставки потребителям, но не включая поставку. Последнее подпадает под определение "распределения", которое относится к транспортировке природного газа по местным или региональным трубопроводным сетям с целью его доставки потребителям. Хотя определения, содержащиеся в Директиве 2009/73/ЕС и Регламенте (EC) № 715/2009, устанавливают принципы определения передающих и распределительных сетей, четкий технический критерий (например, давление в трубопроводах, диаметр и т.д.), позволяющий определить границы региональных сетей, не предусмотрен, в то время как этот аспект остается в компетенции национальных законодательств странах членах. В результате, определения, используемые на национальном уровне для активов TSO, различаются в разных государствах-членах. В некоторых случаях, в качестве результата, региональные сети были включены в определение "передачи" и, следовательно, являются частью активов TSO.

На основе этих определений, а также практического опыта, накопленного Агентством, региональные сети представляют собой трубопроводы высокого давления, используемые в основном в контексте местного распределения природного газа, которые можно было бы отнести к категории распределительных сетей. Несмотря на то, что такая интерпретация может быть трудной для реализации в некоторых странах членах, она приведет к большей гармонизации и сопоставимости сетей TSO по всей Европе, а также позволит избежать некоторых рисков перекрестного субсидирования между перекрестными системами и внутрисистемными использованиеми.

---

26 См. также статью 2(1)(1) Регламента (EC) № 715/2009.

27 См. статью 2(3) Директивы 2009/73/ЕС.

28 См. статью 2(5) Директивы 2009/73/ЕС.

## 5.2 Распределение расходов региональных сетей через RPM

Агентство отмечает, что применение единого RPM к TSO для распределения расходов как на передачу, так и на региональные сети может привести к перекрестному субсидированию между внутрисистемными и межсистемными пользователями. В частности, возможно, что расходы региональных трубопроводов будут распределяться между пользователями IP или наоборот. Это влияет на отражающую стоимость тарифов, что потенциально может привести к искажениям в трансграничной торговле в ущерб межсистемным пользователям.

Агентство признает, что приведение активов TSO в соответствие с соответствующими статьями Директивы 2009/73/EC является задачей РС, в то время как оценка соответствия соответствия ОПП требованиям статьи 7 является задачей Агентства в соответствии со статьей 27(2) NC TAR. По мнению Агентства, потенциально негативные последствия, которые может иметь выделение региональных сетей в качестве передающих, могут предполагать несоблюдение требований статьи 7 NC TAR. Статья 7 требует, чтобы эталонные цены отражали затраты и не допускали чрезмерного перекрестного субсидирования и искажали международную торговлю.

Кроме того, распределение расходов, связанных с региональными сетями, среди пользователей межсистемных сетей может потенциально повлиять на рыночную интеграцию тремя следующими способами.

Во-первых, это может привести к перекрестному субсидированию, когда расходы, связанные с региональными сетями, распределяются между пользователями перекрестных систем и, следовательно, между соседними рынками.

Во-вторых, это может привести к потенциальному росту тарифов на IP, что в конечном итоге повлияет на распределение между хабами. Такое увеличение может искажить трансграничную торговлю и, в конечном счете, привести к росту цен на концентраторы.

Такие процессы требуют внедрения сложных ITC. Включение внутренних издержек при разработке проекта ITC может усложнить его и потенциально помешать заключению соглашения о слиянии. Затраты, подлежащие компенсации при слияниях на рынке, должны быть, насколько это возможно, связаны с межсистемным использованием сети.

Наконец, распределение не связанных с затратами тарифов на IP также актуально в связи с обсуждениями в "Газовом мосте" 29. Раздел "Тарифы на передачу электроэнергии и трансграничное распределение мощностей" посвящен вкладу трансграничных тарифов в распределение оптовых цен между узлами. Рассматривается целый ряд вариантов предотвращения перекосов в трансграничной торговле. Агентство считает, что распределение затрат региональных сетей между IP может привести к искажениям в трансграничной торговле за счет отклонения от уровней, отражающих затраты. По этой причине ограничение потенциальных межграницевых субсидий, получаемых от региональных сетей, соответствует выводам, изложенным в газете "Газовый мост".

## 5.3 Внедрение на каждую страну члена

Агентство отмечает, что в ходе национальных консультаций в рамках сетей передачи TSO следующие страны-члены упомянули о региональных сетях:

---

29 [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/SD\\_The%20Bridge%20beyond%202025/The%20Bridge%20Beyond%202025\\_Conclusion%20Paper.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/SD_The%20Bridge%20beyond%202025/The%20Bridge%20Beyond%202025_Conclusion%20Paper.pdf)

- ES: NRA сделало выбор в пользу исключения региональных сетей из тарифов на передающие сети и включения региональных активов в тарифы на распределительные сети. Данное предложение было внесено на первоначальных консультациях, начатых в июле 2019 года, которые были возобновлены в феврале 2020 года. На момент написания настоящего Отчёта мотивированное решение ещё не было принято.

- FR: активы, связанные с региональными сетями, отделены от остальной части передач.

- активы и соответствующие доходы распределяются как плата за непередачу внутренним пользователям.

Региональные сети используются в основном отечественными пользователями, и поэтому их расходы полностью оплачиваются ими. Это предотвращает риски перекрестного субсидирования между пользователями региональных сетей и пользователями основной сети (также используемой для трансграничных потоков).

- IT: до проведения национальных консультаций по тарифам NRA применял отдельные сборы для распределения доходов, связанных с региональными сетями. Мотивированное решение NRA основано на едином RPM, использующем методологию звешенного расстояния с учетом пропускной способности, которая распределяет доходы TSO, связанные с региональной сетью, включая региональные сети. Компонент расстояния в RPM гарантирует, что внутренние пользователи оплачивают соответствующие расходы, которые они создают.

- LT: активы, связанные с региональными сетями, отделены от остальных передающих активов. и соответствующие доходы распределяются как плата за непередачу. NRA в своем мотивированном решении объясняет, что это является предварительным решением и что эти активы будут отнесены на счет как расходы по распределению. Это потребует внесения изменений в национальное законодательство.

Следующие страны члены не оценивали наличие региональных сетей в ходе национальных консультаций по тарифам: BE, BG, CZ, DE, DK, EE, EL, FI, HR, HU, IE, LV, NL, PL, PT, RO, SI, SK.

В ГП региональные сети не представляют проблемы для тарифов IP, поскольку нет возможности экспортить газ в соседние сети.

Есть два случая, когда страны члены не учитывали региональные сети при расчете тарифов. В случае с AT региональные сети были удалены из передающих сетей TSO. В случае ES региональные сети остаются в составе трансмиссионной сети, но они не включаются в расчет тарифов на передачу.

#### 5.4 Руководство ACER

На основе информации, проанализированной в ходе национальных консультаций по тарифам и в ходе текущих обсуждений с NRA, Агентство рекомендует следующее в отношении региональных сетей.

Во-первых, чтобы NRA провели оценку наличия таких активов в рамках своих сетей TSO. Агентство продолжит обсуждение с NRA и постарается согласовать возможное определение, в котором будут четко определены региональные сети по всей Европе.

Во-вторых, в тех случаях, когда региональные сети существуют, эти расходы должны распределяться с использованием RPM, когда предлагаемая методология доказывает свою способность распределять расходы, связанные с региональными сетями, среди внутренних пользователей. Такой подход также должен предоставлять количественные данные, подтверждающие затратоэффективность тарифов на IP.

В-третьих, если распределение региональных расходов для отечественных потребителей невозможно в рамках предлагаемой RPM, Агентство рекомендует изменить категорию региональных сетей на дистрибуцию.

Агентство отмечает, что к региональным сетям был применен иной подход как со стороны ES, так и FR. Оба NRA решили исключить из RPM региональную сеть, являющуюся частью сети передачи. В обоих случаях NRA утверждают, что региональные сети, будучи передаточными активами, не являются частью систем входа-выхода. Определение "услуг по передаче" в соответствии со Статьей 3(12) NC TAR, гласит, что эти услуги являются "регулируемыми услугами, которые предоставляются TSO в рамках системы входа-выхода с целью передачи". Учитывая это определение, региональные сети можно рассматривать как не являющиеся активами системы входа-выхода, выделенной с использованием RPM, при условии, что такое понимание не подрывает Статьи 2(3) и 2(5) Директивы 2009/73/ЕС. Агентство получило эту строку аргументации близко к сроку публикации настоящего Отчета и не смогло в полной мере оценить соответствие этого подхода. Поэтому это необходимо оценить в будущем.

#### 5.4.1 Перевод региональных сетей в дистрибуторские сети

Агентство отмечает, что преобразование региональных сетей в распределительные сети сопряжено с рядом проблем.

Во-первых, мандат на изменение активов часто выходит за рамки компетенции соответствующего NRA, и NRA должны принять конфигурацию сети как данность. В таких случаях Агентство признает, что от NRA может потребоваться обратиться к соответствующим правительенным учреждениям с просьбой о пересмотре национального законодательства, касающегося категории региональных сетей и их включения в систему распределения.

Во-вторых, возможно, что законодательство, применимое к распределительным активам, отличается от правил, применимых к передаточным активам, которые основаны на Директиве 2009/73/ЕС и Регламенте (ЕС) № 715/2009. Изъятие региональных активов из передающих активов и их включение в распределительную сеть может потребовать изменения законодательства, применимого к распределению, чтобы гарантировать NRA аналогичный нормативный контроль над региональными трубопроводами высокого давления.

В-третьих, смена региональных сетей на дистрибуторские может также потребовать, в зависимости от национального законодательства, смены собственника активов. По мнению Агентства, законодательство ЕС не требует таких изменений, и Агентство будет продолжать переговоры с NRA для полного понимания этого аспекта. В этой связи уместно отметить, что статья 29 Директивы 2009/73/ЕС разрешает комбинированным операторам передачи, хранения и распределения СПГ.

Наконец, преобразование региональных сетей в дистрибуцию может повлечь за собой пересмотр вознаграждения, связанного с этими активами, поскольку это изменение может потенциально повлиять на риск, связанный со стоимостью капитала региональных сетей. Эти активы больше не будут ассоциироваться с использованием межсистемных пользователей и будут ассоциироваться с кэптивными внутрисистемными пользователями. В этом контексте превращение региональных активов в распределительные может привести к изменению средневзвешенной стоимости капитала этих активов - как остальной части передающих активов, так и новых распределительных активов. Таким образом, отделение региональных сетей как от передающих, так и от распределительных активов может заключаться в продвигаемых некоторыми NRA в целях поощрения трансграничной торговли. Разделение региональных активов, по мнению некоторых NRA, может также служить инструментом для осуществления надлежащего контроля над допустимыми доходами, связанными с этими активами.

#### 5.4.2 Определение региональных сетей

Агентство считает, что техническое определение позволило бы систематически выявлять региональные сети по всему ЕС, в частности, в поддержку принципа затратоэффективности и принципа предотвращения необоснованного перекрестного субсидирования. По этой причине Агентство будет участвовать в процессе с NRA и заинтересованными сторонами, чтобы выяснить, есть ли смысл в разработке такой технической

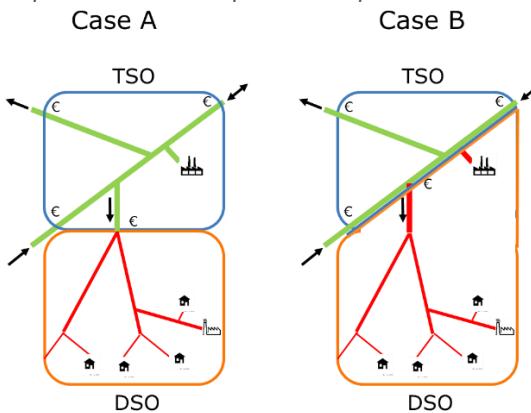
оценки.

Основываясь на существующих определениях передачи и распределения, "региональные сети" можно рассматривать как трубопроводы, которые не могут использоваться для транспортировки газа к трансграничным ИС. Применение такого определения показано на Рис. 5 ниже, где красным цветом показаны активы, не позволяющие направлять газ обратно в магистральные трубопроводы (см. Случай В).

Другим вариантом может быть поиск определения, основанного на технических критериях, таких как диаметр или уровень давления. Такое определение приведено на Рисунке 5 ниже, в примере А, и может привести к включению некоторых линий, которые используются только на местном уровне.

В качестве альтернативы Агентство рассмотрит вопрос об оценке периметра применения NC TAR. Это может позволить создать передающие активы, затраты на которые должны быть распределены с использованием RPM. Если региональные сети будут находиться за пределами периметра зоны входа-выхода, Агентство оценит, могут ли эти активы быть распределены за пределами RPM.

Рисунок 5: Обсуждаемые определения для определения региональных сетей.



### 5.5 Тематическое исследование: Италия

В Италии услуги по транспортировке газа оказывают TSO, эксплуатирующие как национальные, так и региональные газотранспортные сети. В настоящее время существует шесть региональных TSO, одна национальная TSO и две TSO, эксплуатирующие как региональные, так и национальные газопроводы. Из примерно 35 000 км трансмиссионных сетей, на долю национальных трубопроводов приходится около 10 300 км (29%), а связанный с ними доход по капиталложениям составляет около 1,2 млрд. евро (68% от общего объема капиталложений).

### 5.5.1 Правовые аспекты

Различие между национальными и региональными трубопроводами основывается на функциональных критериях, установленных в национальном законодательстве, и соответствующее министерство (Ministero per lo Sviluppo Economico) обязано представить и обновить список национальных и региональных трубопроводов соответственно. В частности, в законодательном декрете № 164/00 "транспортировка газа" определяется как "транспортировка природного газа по сети трубопроводов, исключая трубопроводные сети и распределительные сети", а "национальная сеть" - как "сеть, состоящая из морских трубопроводов, импортно-экспортных трубопроводов, трубопроводов, соединяющих два или более административных района, трубопроводов, подключенных к хранилищам, трубопроводов, прямо или косвенно функционирующих в национальной газовой системе". До 2005 г. отсутствовало четкое определение "региональной сети", и она имплицитно определялась как трансмиссия газа, не являющаяся национальной. Постановление министерства от 29 сентября 2005 года ввело специальные критерии для определения новых газопроводов как "региональных", включая минимальное давление в 5 бар и обслуживание, по крайней мере, двух распределительных сетей или конечных потребителей с особыми требованиями к поставкам (например, уровни давления).

Функциональные критерии, изложенные в законодательстве, обеспечивают систему, при которой национальная сеть может рассматриваться как трубопроводы, используемые для предоставления газотранспортных услуг на системном уровне, включая трубопроводы, обеспечивающие возможность импорта и экспорта газа из/в другие страны; вместо этого региональные трубопроводы де-факто являются трубопроводами, используемыми для обслуживания отечественных (т.е. итальянских) пользователей, и не могут использоваться для трансграничных целей. Также обратите внимание, что все пункты доставки газа (например, к распределительным сетям, промышленным потребителям, электростанциям, работающим на газе) подключены к региональной сети, и ни один пункт доставки не подключен непосредственно к национальной сети.

Хотя это различие не основано на технических характеристиках, на самом деле почти все национальные трубопроводы эксплуатируются с давлением выше 24 бар (обычно до 70 бар), в то время как несколько региональных трубопроводов эксплуатируются с давлением от 5 до 24 бар (при этом некоторые из них эксплуатируются даже при более низком давлении). В то же время, большая часть национальной сети имеет диаметр свыше 600 мм (24"), в то время как региональные трубопроводы обычно работают ниже такого порога.

### 5.5.2 Статус pre-NC TAR

До внедрения NC TAR в Италии к национальной и региональной сети трубопроводов применялись различные тарифные режимы. В частности, существовала система входа-выхода для использования национальной сети, включающей трансграничные пункты, пункты хранения и производства СПГ, а также пункты выхода на внутренние районы доставки; сборы рассчитывались в соответствии с матричной методологией, применяемой к национальной доле расходов на транспортировку. Для использования региональной сети вместо нее была создана система "только на выходе" с взиманием платы за пользование почтовой маркой на основе расходов на региональную сеть; такая плата должна была оплачиваться в дополнение к национальным сборам за въезд/выезд для обслуживания пунктов доставки. Для проведения различия между национальными и региональными сетями TSO должны вести отдельные счета по соответствующим активам; сборы устанавливаются на уровне системы с использованием механизма компенсации между TSO для устранения возможных расхождений. Полученная в результате система была очень затратоэффективной, поскольку ей удалось разделить национальные и региональные расходы, при этом региональные сборы оплачивались только внутренними пользователями, а национальные сборы оплачивались как внутренними, так и трансграничными пользователями.

### 5.5.3 Статус в соответствии с NC TAR

При решении вопроса о внедрении NC TAR , ARERA столкнулась с положениями, требующими одного числа оборотов для всей системы входа-выхода, и исследовала несколько вариантов, включая трактовку передачи по региональной сети как непередающей услуги. Основной проблемой было то, что принятие единой методологии приведет к различному распределению затрат между внутренними и трансграничными пользователями, последствия которого едва ли предсказуемы и частично противоречат целям NC TAR.

После предложений, сделанных в ходе окончательных консультаций, в мотивированном решении был выбран вариант распределения как региональных, так и трансмиссионных доходов через единую RPM. В то же время, RPM изменилась с матрицы на методологию CWD, в то время как предыдущий промежуточный шаг распределения мощностей в точках выхода из национальных сетей внутренних районов доставки был исключен. Обоснование выбора включало в себя четкое соответствие положениям NC TAR и большую простоту и предсказуемость по сравнению с предыдущими рамками.

Что касается потенциального перекрестного субсидирования, то во избежание переноса расходов от выезда (в частности, внутреннего) на пункты въезда и выезда, разделение на пункты въезда и выезда было изменено таким образом, чтобы собирать с пунктов въезда тот же объем доходов, что и раньше: до 2019 г. для национальной сети действовало разделение 40/60 (т.е. пункты въезда получали 40% национального дохода); с 2020 г. разделение было изменено на 28/72, таким образом, на пункты въезда было направлено 28% от общего объема доходов, что по-прежнему соответствует примерно 40% национального дохода.

Что касается потенциального перераспределения расходов между различными точками входа и выхода из-за единой методологии, то проблемы были решены путем сравнения на более ранних стадиях процесса консультаций результатов единой RPMs с результатами отдельных RPM (в соответствии с подходом, существовавшим в то время). Результаты показали, что общий доход, выделенный на трансграничные пункты, был одинаковым при двух допущениях, что подразумевает отсутствие перекрестного субсидирования на системном уровне между внутренними и трансграничными пунктами. Одна из причин заключается в том, что распределение доходов по единным атрибутам CWD между точками доставки (через факторы, определяющие затраты на пропускную способность и расстояние) аналогично распределению доходов в результате применения двух отдельных методологий.

## 5.6 Тематическое исследование: Австрия

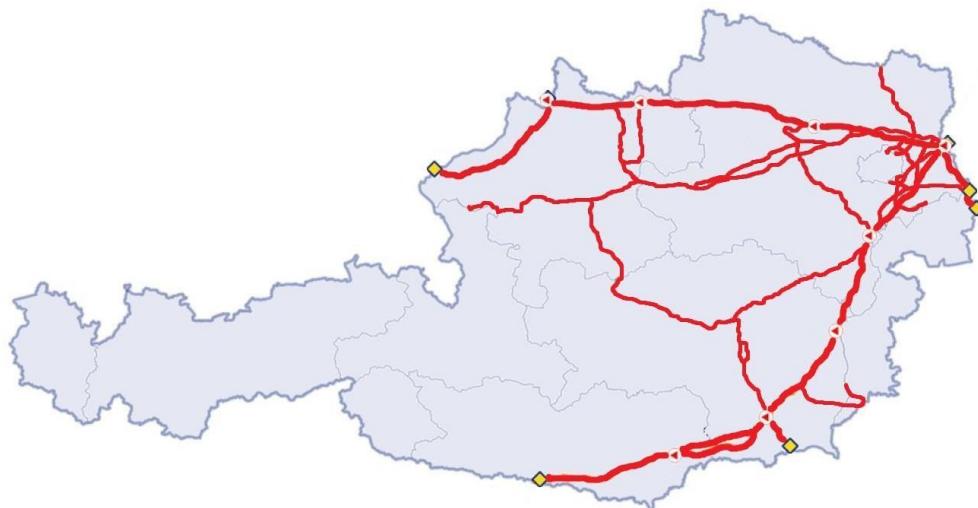
До 2011 года региональные сети классифицировались как часть системы передачи в Австрии (см. рис. 6). В 2011 году Директива 2009/73/ЕС была перенесена в австрийское национальное законодательство. Это послужило толчком к реклассификации региональных сетей, поскольку определение "передачи" изменилось на европейском уровне.

---

30 Консультационный документ APEPA 16 октября 2018 г., 512/2018/R/gas.

31 Консультационный документ по APEPA 19 марта 2018 г., 182/2018/R/gas.

Рисунок 6: Австрийская сеть передачи (региональная и национальная передача) до 2011 года. Источник: ECA.

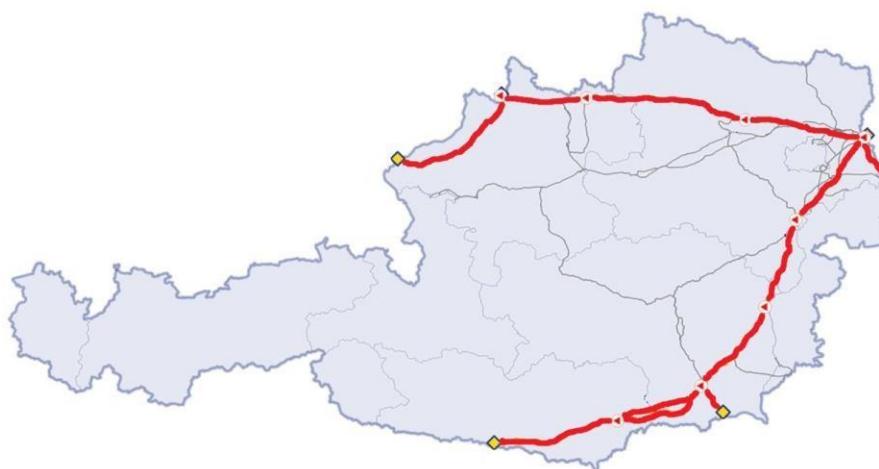


Отмененная Директива 2003/55/EC<sup>32</sup> (Второй пакет) определяла "транспортировку" как "транспортировку природного газа по трубопроводной сети высокого давления, за исключением трубопроводной сети, расположенной выше по течению, с целью его доставки потребителям, но не включая поставку".

Директива 2009/73/ЕС изменила старое определение термина "передача", добавив, в частности, подчеркнутую формулировку в этом пункте: "транспортировка природного газа через сеть, состоящую главным образом из трубопроводов высокого давления, за исключением трубопроводной сети, расположенной выше по течению реки, и иной, чем та часть трубопроводов высокого давления, которая используется главным образом в контексте местного распределения природного газа, с целью его доставки потребителям, но не включая поставку".

С переносом Директивы 2009/73/ЕС в 2011 году региональные сети были классифицированы как распределительные системы, в результате чего сократилась сеть передачи, ориентированная на трансграничную передачу (см. рис. 7).

Рисунок 7: Австрийская передаточная сеть (трансграничная передача) после 2011 г..



32 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0055&from=EN>

Основным соображением при классификации региональных сетей было то, что они в первую очередь используются в контексте местного распределения. Региональные сети используются почти исключительно для распределения газа среди австрийских потребителей. Уровень давления не учитывался, так как и магистральные, и региональные сети в Австрии состоят из трубопроводов высокого давления ( $p_{max} = 70$  бар). Пропускная способность газотранспортной сети составляет около 560 ТВт·ч/год, в то время как пропускная способность региональной сети - около 120 ТВт·ч/год.

Реклассификация не потребовала смены собственника активов. Статья 29 Директивы 2009/73/ЕС, а также австрийский Закон о газе разрешают объединение операторов. Таким образом, оператор сети может владеть и управлять системами передачи и распределения.

Реклассификация региональных сетей затронула пять операторов сетей. Один из них в настоящее время действует как объединенный оператор и сертифицирован как Независимый оператор передачи ("ITO") для деятельности по передаче.

Реклассификация изменила статус некоторых из ее активов от передачи к распределению (региональная сеть).

Остальные четыре оператора сети выступают в качестве операторов распределительной системы. Реклассификация активов не привела к изменению их стоимости.

Регуляторный надзор за утверждением инвестиций одинаков для передающих и региональных сетей. Для региональных сетей десятилетний план сети должен ежегодно представляться в E-Control, а проекты должны утверждаться ex-ante на основании национального законодательства. Аналогичным образом, TSO (ITO) обязаны представлять десятилетний план развития сети для утверждения на уровне регулятора.

## 6. Сборы за расходы, не связанные с передаточной деятельностью

### 6.1 Контекст

В соответствии со Статьей 27(2) и 27(3) NC TAR, Агентство анализирует консультационные документы, публикуемые каждой TSO или NRA до установления их тарифов на передачу. В связи с этим, Агентство отметило, что в нескольких системах:

- Некоторые TSO отвечают за сбор доходов, не связанных с их деятельностью по передаче (в то время как эти доходы обычно взимаются соответствующей организацией - например, операторами хранения - непосредственно с пользователей услуги);
- В других системах TSO не занимаются сбором таких доходов. Вместо этого, грузоотправители несут ответственность за сбор расходов, не связанных с TSO, от пользователей сети, добавляя дополнительные сборы к тарифам на передачу.

В обоих случаях, TSO и грузоотправители выступают только в качестве посредников для возмещения расходов, не связанных с их передаточной деятельностью, и не должны/не должны получать прибыль. Например, TSO во Франции и Италии отвечают за сбор части разрешенных доходов операторов хранилищ. TSO в Италии, Греции и Литве отвечают за сбор части разрешенных доходов операторов СПГ-терминалов. В Испании грузоотправители собирают часть разрешенных доходов терминалов СПГ с помощью компенсационного механизма, при этом плата за мощность выставляется непосредственно местным потребителям. Немецкие TSO взимают два сбора для возмещения расходов:

- содействие производству биогаза и
- Техническая регулировка точек подключения, потребительского оборудования и бытовых приборов, необходимая в связи с переводом качества газа с L-газа на H-газ для той части газовой системы Германии, которая в настоящее время поставляется с L-газом.

Перечень этих механизмов, вероятно, не является исчерпывающим. Он соответствует механизмам, о которых Агентство осведомлено и которые были упомянуты в заключительных консультациях NRA. Агентство считает, что такие механизмы должны быть прозрачно представлены участникам рынка, как это происходит в ряде стран. Агентство также считает, что в других странах Европы необходимо будет проверить, внедряются ли аналогичные механизмы.

В большинстве случаев использование этих механизмов предписывается национальным законодательством. Как правило, УНР объясняют необходимость этих механизмов двумя ключевыми аргументами:

- Эти услуги вызывают значительные положительные внешние эффекты (безопасность поставок, улучшение конкуренции, переход на энергоснабжение) или даже могут быть необходимы для эксплуатации газовой системы;
- В то же время рыночная стоимость этих услуг недостаточна для покрытия их стоимости.

Эти затраты взимаются вместе с тарифами на передачу, поэтому важно, чтобы NRA оценивали влияние этих инструментов одновременно с тарифами на передачу. Это можно сделать, используя те же самые консультации с общественностью, чтобы узнать мнение заинтересованных сторон о тарифах на передачу, а также о механизмах компенсации такого рода.

После проведения обзоров тарифов Агентство испытывает следующие опасения в отношении этих механизмов/инструментов:

- Во-первых, они могут привести к неоправданному перекрестному субсидированию между потребителями газа: не все потребители газа в одинаковой степени получают выгоду от положительных внешних эффектов, однако способ возмещения затрат может не отражать такую разницу;
- Во-вторых, они должны быть соразмерны поставленным целям, а не снижать стимулы для того, чтобы операторы инфраструктуры были экономически эффективными<sup>33</sup>. Чтобы избежать чрезмерной социализации или чрезмерного финансирования активов, которые носят чрезмерно масштабный характер, рекомендуется получить от рынка прямую обратную связь о том, нужны ли эти услуги;
- В-третьих, они могут искажать конкуренцию между источниками газа: эти механизмы могут иметь следующие характеристики влияния на конкуренцию между поставщиками, отдавая предпочтение одному поставщику или одному источнику газа перед другими альтернативами.

<sup>33</sup> В случаях, рассмотренных в данном разделе, рассмотренные операторы инфраструктуры регулируются. Причина заключается в том, что они не должны подвергаться достаточному конкурентному давлению (в отличие от некоторых других европейских операторов, пользующихся освобождением). Если национальное регулирование осуществляется надлежащим образом и без перекрестного субсидирования, такие механизмы не должны искажать конкуренцию между

инфраструктурами, в том числе и трансграничную.

## 5.7 Хранилища

### 5.7.1 Описание компенсационных механизмов и контекст

ИТАЛЬЯНСКИЕ ХРАНИЛИЩА
<b>Технические показатели:</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>- Бытовое потребление: 769,3 ТВтч (в 2018 году, Евростат).</li><li>- Объем рабочего газа: 196,4 ТВтч (в 2020 году, платформа прозрачности GIE), т.е. около 26% от внутреннего потребления.</li><li>- Норма расхода (соотношение между зарезервированными мощностями и объемом рабочего газа): 98,9% на 1 ноября 2019 года.</li></ul>
<b>Описание механизма:</b>
<p>Согласно законодательному декрету 164/00, услуга хранения предлагается на регулируемом режиме. Разрешенные доходы итальянских операторов хранилищ устанавливаются NRA, а с 2002 года на них распространяется механизм компенсации доходов (постановление 26/02 ARERA) для обеспечения финансовой стабильности системных операторов хранилищ (SSO). Механизм применяется ко всем действующим в настоящее время хранилищам и к будущим хранилищам в случае, если они будут сочтены Министерством стратегическими.</p> <p>До начала газового 2013-2014 годов мощности хранилищ распределялись по тарифам, покрывающим затраты по объектам, если объем выделенных мощностей был достаточным. Затем использовался компенсационный механизм для покрытия риска, связанного с объемом (если мощности хранилищ были распределены не полностью, а недостающие доходы собирала TSO). Начиная с Года газа 2013/14 (закон от 7 августа 2012 г. № 134), большая часть мощностей хранилищ теперь распределяется через аукционы, при этом резервная цена ниже соответствующих расходов. В настоящее время реализован механизм компенсации для покрытия ценового риска: если доходы от аукционов не полностью покрывают расходы на хранение, TSO несут ответственность за сбор недостающих доходов от имени SSO путем взимания платы за товар, применяемой в пунктах доставки внутри страны в зимний период.</p> <p>Часть складских мощностей (стратегическое хранение) резервируется в качестве стратегического резерва (около 49 ТВт·ч) на случай кризиса поставок энергии/газа. Соответствующие расходы возмещаются TSO от имени SSO путем взимания платы за товар, применяемой в пунктах внутренней доставки.</p> <p>Другая часть используется для целей балансировки, и соответствующие расходы покрываются за счет балансировочных сборов TSO.</p>
<b>Суммы поставлены на карту:</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>Разрешенный доход итальянских операторов хранилищ: около 590 млн. евро в год в период с 2016 по 2019 год.</li><li>Сумма, собранная итальянскими TSO от имени операторов хранилищ (за тот же период): около 280 млн. евро в год для взыскания недостающих доходов, вызванных разницей между аукционной клиринговой ценой и расходами операторов хранилищ (доход от аукционов составляет менее 100 млн. евро в год).</li><li>Оставшаяся часть доходов операторов хранилищ связана с вознаграждением за стратегическое хранение и балансировку системы передачи.</li></ul>

ФРАНЦУЗСКИЕ ХРАНИЛИЩА
<b>Технические показатели:</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>Бытовое потребление: 475,3 ТВтч (в 2018 году, Евростат).</li><li>Объем рабочего газа: 131,3 ТВтч (в 2020 году, платформа прозрачности GIE), т.е. около 28% от внутреннего потребления.</li><li>Норма расхода (соотношение между зарезервированными мощностями и объемом рабочего газа): 98,5% на 1 ноября 2019 года<sup>34</sup>.</li></ul>

<sup>34</sup> См. третий доклад Агентства о внедрении Кодекса Сети Балансирования.

#### **Описание механизма:**

Закон № 2017-1839 от 30 декабря 2017 года изменил режим, регулирующий доступ третьих сторон к хранилищам во Франции, и ввел регулируемый режим с 1 января 2018 года. Этот закон устанавливает, что операторы хранилищ должны распределять складские мощности посредством аукционов. Французские TSO несут ответственность за взыскание от имени SSO компенсации за хранение, которая соответствует разнице между прогнозируемым разрешенным доходом SSO и доходом, получаемым SSO непосредственно, в основном от аукциона по продаже емкостей для хранения. NRA следует национальному законодательству в соответствии с решением французского законодателя.

#### **Суммы, поставленные на карту:**

- Разрешенный доход французских операторов хранилищ: около 712 млн. евро в год в период с 2020 по 2023 год.
- Суммы, собранные французскими TSO от имени TSO: 540 млн евро в 2018 году, 500 млн евро в 2019 году, 251,1 млн евро в 2020 году.

#### **4.7.2. Анализ**

В обоих случаях соответствующие вместимости хранилищ регулируются. И ARERA<sup>35</sup>, и CRE<sup>36</sup> представили для общественных консультаций свои методики определения разрешенных доходов их соответствующих операторов хранилищ, механизмы аукционов на продажу их складских мощностей и механизм финансовой компенсации с TSO. Мотивированные решения ARERA<sup>37</sup> и CRE<sup>38</sup> соответствуют требованиям прозрачности, сравнимым с теми, которые применяются к тарифу за передачу в отношении определения разрешенных доходов.

Механизм оценки можно широко охарактеризовать как совместное применение следующих положений:

- С одной стороны, операторам хранилищ, которые считаются стратегически важными для системы<sup>39</sup>, предоставляется возмещение доходов, отражающее затраты, для обеспечения покрытия их расходов (т.е. доли от общей суммы разрешенных доходов), в той мере, в какой они соответствуют затратам эффективных операторов;
- С другой стороны, определенные услуги по хранению распределяются через конкурентные аукционы с резервными ценами (и, как правило, но не обязательно, с клиринговыми ценами), ниже уровня тарифа, отражающего затраты операторов хранилищ.

Эти два механизма являются независимыми, поскольку восстановление доходов также может быть установлено независимо от того, каким образом услуга предлагается. Например, в Италии в 2013 году были введены конкурентные аукционы, однако механизм компенсации был введен еще в 2002 году и был направлен, прежде всего, на покрытие риска того, что вместимость хранилища не будет полностью зарезервирована.

35 <https://www.arera.it/it/docs/19/288-19.htm>

36 <https://www.cre.fr/en/Documents/Public-consultations/Next-tariff-for-the-use-of-Storengy-Terega-et- Geomethane-natural-gas-underground-storage-infrastructures,>  
<https://www.cre.fr/en/Documents/Public-consultations/New-tariff-for-the-use-of-natural-gas-transmission- networks-GRTgaz-and-Terega>

37 <https://www.arera.it/it/docs/19/419-19.htm>

38 <https://www.cre.fr/en/Documents/Deliberations/Decision/tariffs-for-the-use-of-the-underground-natural-gas- storage-infrastructure-of-storengy-terega-and-geomethane,>  
<https://www.cre.fr/en/Documents/Deliberations/Decision/tariffs-for-the-use-of-grtgaz-s-and-terega-s-natural-gas- transmission-networks>

39 В обоих случаях оценка находится в ведении министерства, а не NRA.

В случае Италии основным обоснованием, представленным ARERA, было то, что компенсационные и аукционные механизмы, благодаря максимальному использованию складских помещений, служат для повышения надежности поставок с точки зрения наличия как товара, так и необходимой емкости для его изъятия, когда в этом больше всего нуждается<sup>40</sup>. Кроме того, ARERA считает, что эти механизмы также улучшают стабильность цен на оптовом рынке Италии, в частности, в отношении летнего/зимнего спреда. В случае с Францией CRE также считает, что компенсационные и аукционные механизмы служат для повышения надежности поставок: коэффициент заполнения хранилищ был признан слишком низким до их реализации (66% в 2017/18 газовом году по сравнению с более чем 98% с момента введения в действие нового французского закона), с более высоким риском перебоев в поставках на юге страны.

- В то время как ARERA рассматривает товарные сборы, используемые итальянскими ОПС для сбора доходов от имени итальянских операторов хранилищ, как выходящие за рамки NC TAR, CRE рассматривает свой собственный компенсационный механизм как непередающую услугу с точки зрения NC TAR.
- В отношении возможных негативных побочных эффектов, которые могут быть вызваны этими компенсационными механизмами, Агентство считает, что:

- Относительно риска чрезмерного перекрестного субсидирования между потребителями газа:

- .i. В Италии суммы, взыскиваемые TSO от имени операторов хранилищ, взимаются путем взимания товарного сбора, применяемого к внутренним отгрузкам в зимний период, и пропорциональны объемам поставок.
- .ii. Во Франции эти количества собираются путем взимания платы за мощность, применяемой к внутренним выходам, и пропорциональны сезонной модуляции потребителей в распределительных сетях. CRE в своем мотивированном решении указала, что она ожидает, что с 1 апреля 2021 года, когда будет введен в действие первый обновленный тариф на передачу, компенсационная основа будет распространяться на клиентов, непосредственно подключенных к сетям передачи. Во второй половине 2020 г. CRE проведет общественные консультации по подготовке этого изменения.
- .iii. Интересно отметить, что два метода возмещения затрат отличаются друг от друга. Одно из толкований может заключаться в том, что ARERA создает страховку, где каждый потребитель выигрывает от надежности поставок и повышенной стабильности рыночных цен, выплачивая премию за риск пропорционально своему потреблению. Напротив, CRE стремится отразить затраты на хранение, вызванные каждым потребителем, и, похоже, считает, что именно пользователи инфраструктуры хранения должны покрывать его расходы.
- .iv. В обоих случаях компенсационные механизмы применяются только к внутренним выездам и не изменяют трансграничные тарифы. Они не оказывают негативного влияния на трансграничных потребителей и, таким образом, не препятствуют интеграции рынка.

Она должна оставаться пропорциональной и сохранять эффективность:

- i. Страны члены принимают решение о том, какие складские помещения выигрывают от компенсационного механизма, и устанавливают цель с точки зрения надежности поставок. Тем не менее, ARERA и CRE несут ответственность за установление разрешенных доходов операторов хранилищ, что дает NRA рычаги для стимулирования эффективности.

---

<sup>40</sup> В случае истощенных промышленных хранилищ емкость отбора зависит от количества хранимого газа.

.ii. Учитывая, что в Италии и Франции вместимость хранилищ обычно распределяется ниже их полной стоимости, утвержденной NRA, объекты, предоставляющие аналогичные услуги, но по более высоким тарифам, теоретически могут пострадать от более низкого коэффициента использования.

Это может исказить конкуренцию между источниками газа:

. i. Хранилища не являются источником газа, а лишь буфером, позволяющим импортировать газ, когда он доступен и дешевле, и отбирать его в соответствии с местными пиками спроса, не насыщая при этом газотранспортную систему. Компенсационные механизмы в Италии и Франции не отдают предпочтения конкретным источникам газа, а поощряют грузоотправителей к максимальному использованию хранилищ в целях обеспечения надежности поставок.

ii. Однако этот механизм нельзя считать полностью нейтральным: обилие газа в хранилищах сводит к минимуму импорт при пиковом потреблении, которое, как правило, происходит тогда, когда цена газа самая высокая. Поэтому использование наиболее маргинальных источников газа встречается реже (что, в принципе, позитивно с точки зрения потребителя).

## Объекты СПГ

### 5.7.2 Описание компенсационных механизмов и контекст

#### ИТАЛЬЯНСКОЕ СПГ-ОБОРУДОВАНИЕ

##### Технические показатели:

- Бытовое потребление: 769,3 ТВтч (в 2018 году, Евростат).
- Общая выбывающая мощность: 187,6 ТВт·ч/г (в 2020 году, платформа прозрачности GIE), т.е. около 24% внутреннего потребления.
- Коэффициент использования (соотношение между средним расходом и выбывающей мощностью): 78,2% в 2019 году.

##### Описание механизма:

Согласно законодательному декрету 164/00, услуги по регазификации СПГ предоставляются в регулируемом режиме. В настоящее время из трех терминалов два полностью регламентированы, а один освобожден от 80% доступа третьей стороны ("ТРА").

Разрешенные доходы итальянских операторов СПГ устанавливаются NRA, и с 2005 года регулируемые терминалы СПГ пользуются механизмом частичного возмещения доходов (64% от разрешенных доходов). Этот механизм применяется ко всем действующим в настоящее время и будущим объектам СПГ, если они будут сочтены Министерством стратегическими.

До 2018/19 газового года мощности по регазификации СПГ предлагались по тарифам, отражающим полную стоимость инфраструктуры; компенсационный механизм частично покрывал риск неполного выделения мощностей по хранению газа. Начиная с 2018/19 газового года мощностилагаются на конкурентных аукционах по резервной цене, которая может быть ниже уровня тарифа, основанного на затратах; компенсационный механизм покрывает разницу, если таковая имеется, между доходами от аукциона и 64% от разрешенной выручки. Итальянские TSO осуществляют это возмещение доходов путем сбора соответствующей суммы от имени операторов СПГ путем взимания товарной платы, применяемой на внутренних выездах.

##### Суммы поставлены на карту:

- Допустимые доходы итальянских операторов СПГ: около 520-550 млн. евро в год в период с 2016 по 2018 гг.
- Суммы, собранные итальянскими TSO от имени операторов СПГ (за тот же период): около 100 млн. евро/г.

Тем не менее, по-прежнему необходимо будет определить, что является соответствующей рыночной областью, и доказать, что другие инфраструктуры могут предложить аналогичные услуги.

## ГРЕЧЕСКОЕ СПГ-ОБОРУДОВАНИЕ

### Технические показатели:

- Бытовое потребление: 57,4 ТВтч (в 2018 году, Евростат).
- Общая выбывающая мощность: 98,5 ТВт·ч/г (в 2020 году, платформа прозрачности GIE), т.е. около 172% внутреннего потребления.
- Коэффициент использования (соотношение между средним расходом и выбывающей мощностью): 34,1% в 2019 году..

### Описание механизма:

В соответствии со статьей 88.3 Закона 4001/2011, Тарифное регулирование может предусматривать, что все или часть расходов Ревитхусского завода СПГ возмещаются пользователями системы передачи. Таким образом, статья 8 Регулирования тарифов предусматривает, что часть разрешённых доходов терминала СПГ может быть возмещена за счёт отдельной платы за социализацию СПГ, которая добавляется к тарифам на транспортировку в точках выхода на внутреннем рынке. RAE устанавливает долю расходов на социализацию СПГ на основе анализа затрат и выгод с учетом вклада завода СПГ в балансировку пересылочной системы, обеспечение надежности поставок и содействие приходу новых поставщиков на рынок природного газа Греции. В 2020 году греческая TSO будет собирать значительную часть (50%) разрешенного дохода от терминала СПГ Ревитхусского завода, взимая уравнительный сбор за мощность, применяемый к внутренним отгрузкам.

### Суммы поставлены на карту:

- Допустимые доходы греческих операторов СПГ: от 48 до 37 млн. евро в год в период с 2018 по 2022 гг.
- Суммы, взимаемые за счет уравнительной платы за пропускную способность, применяемой к внутренним выездам: от 36 до 28 млн. евро/год в период с 2018 по 2022 год (75% от разрешенной выручки оператора СПГ до 2019 года).

## ЛИТОВСКОЕ СПГ-ОБОРУДОВАНИЕ

### Технические показатели:

- Внутреннее потребление: 22,9 ТВтч (в 2018 году, Евростат).
- Общая выбывающая мощность: 45,8 ТВт·ч/г (в 2020 году, платформа прозрачности GIE), т.е. около 200% от внутреннего потребления.
- Коэффициент использования (соотношение между средним расходом и выбывающей мощностью): 42,7% в 2019 году.

### Описание механизма:

- Согласно закону о терминале сжиженного газа (2012 г., 12 июня, № XI-2053), ТСО Литвы отвечает за сбор платы за обеспечение безопасности поставок, которая подлежит взысканию:
- о часть расходов терминала СПГ;
- о расходы назначенного поставщика, отвечающего за отгрузку минимального количества газа для поддержания терминала в рабочем состоянии;
- о административные расходы, понесенные TSO
- Этот платеж за гарантию поставок утвержден NRA. Собранные суммы TSO распределяет между оператором терминала СПГ (АО "Клайпедос нафта") и назначенным поставщиком (ЗАО "Игнитис"). За эту роль TSO не получает прибыли от инвестиций, но покрывает собственные административные расходы (которые не могут превышать 145 000 евро).
- Европейская Комиссия одобрила схему государственной помощи, позволяющую взимать плату за обеспечение безопасности поставок. Этот сбор взимается только с клиентов Литвы, подключенных к газотранспортной сети, в качестве дополнительной платы, которая не входит в тарифы на транспортировку газа. Отдельный учет обеспечивает то, что роль TSO в сборе платы за обеспечение безопасности поставок не влияет на деятельность по транспортировке или на тарифы на транспортировку.

### Суммы поставлены на карту:

- Допустимые доходы литовских операторов СПГ: около 36,3 млн. евро в год в 2020 году.
- Суммы, собранные TSO Литвы для покрытия расходов, связанных с деятельностью по производству СПГ (за тот же период): 57,7 млн. евро в год в 2020 году (расходы терминала СПГ: 32,6 млн. евро, назначенный поставщик, отвечающий за обеспечение минимального количества поставок для обслуживания терминала в эксплуатации: 25 млн евро),
- Административные расходы, понесенные TSO: 0,065 млн. евро).

Решение Европейской комиссии "Помощь Литвы терминалу сжиженного газа":

[https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/250416/250416\\_1542635\\_190\\_2.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/250416/250416_1542635_190_2.pdf)

## ИСПАНСКОЕ СПГ-ОБОРУДОВАНИЕ

### Технические показатели:

- Бытовое потребление: 350,1 ТВт·ч (в 2018 году, Евростат).
- Общая выбывающая мощность: 697,4 ТВт·ч/г (в 2020 году, платформа прозрачности GIE), т.е. около
- 199% внутреннего потребления.
- Коэффициент использования (соотношение между средним расходом и выбывающей мощностью): 32,5% в 2019 году.

### Описание механизма:

- Поставщики газа в Испании (от имени конечных потребителей) несут ответственность за сбор части затрат, вызванных работой испанских терминалов СПГ, за счет переменной платы для потребителей, поставляемой с собственных спутниковых установок СПГ, а также за счет комбинации сборов за мощность или фиксированной платы для остальных потребителей.

### Суммы поставлены на карту:

- Допустимые доходы испанских операторов СПГ: около 450 млн. евро в 2020 году.
- Суммы, взысканные с потребителей, подключенных к местным сетям: около 125 млн. евро в 2020 году для покрытия расходов, не зависящих от использования СПГ-терминалов (расходы, связанные с безопасностью поставок, с решением суда и с законсервированным LNG-терминалом Мюзел).
- Расходы, связанные с обеспечением безопасности поставок, унаследованы от прежней системы оплаты труда, установленной правительством Испании, и являются преходящими в соответствии с новой методологией оплаты труда, установленной CNMC.

### 5.7.3 Анализ

NRA обосновывают эти компенсационные механизмы, заявляя, что эти инструменты направлены на повышение безопасности поставок и конкуренции на изолированных рынках с небольшим количеством альтернативных источников газа, имеющихся в регионе. Кроме того, NRA упоминает о необходимости поддерживать минимальный поток СПГ для поддержания работы терминала, о необходимости стимулировать использование терминалов СПГ, а также о необходимости поддерживать стабильные тарифы на терминалах в течение продолжительного времени, несмотря на изменчивость и использование потоков СПГ.

Во всех рассмотренных случаях соответствующие мощности СПГ регулируются<sup>43</sup>. NRA представляют для консультаций с общественностью методику определения разрешенных доходов своих операторов СПГ, механизм распределения мощностей СПГ и механизм финансовой компенсации (в случае Испании CNMC сделала это одновременно с окончательными консультациями в соответствии с NC TAR).

Большинство решений NRA соответствуют требованиям прозрачности, сопоставимым с требованиями, предъявляемыми к тарифу на передачу электроэнергии при определении разрешенных доходов.

Что касается возможных негативных побочных эффектов, которые могут быть вызваны этими компенсационными механизмами, то Агентство считает это:

- Это может привести к неоправданному перекрестному субсидированию между потребителями газа:
  - .i. Суммы, взимаемые TSO от имени операторов терминала СПГ, взимаются за счет сборов, применяемых к внутренним выездам.
  - .ii. Поскольку эти компенсационные механизмы не изменяют трансграничные тарифы, они не оказывают негативного влияния на трансграничных потребителей и не препятствуют интеграции рынка.
- Это может привести к финансированию неэффективной инфраструктуры:

<sup>43</sup> В итальянском случае один терминал (Rovigo) освобождается от ТРА и не подпадает под действие компенсационного механизма.

.i. NRA несут ответственность за установление разрешенных или целевых доходов своих соответствующих регулируемых операторов СПГ, что дает NRA достаточный рычаг для стимулирования рентабельности.

.ii. Учитывая, что мощности СПГ устанавливаются по ценам и распределяются ниже их стоимости, объекты, предоставляющие аналогичные услуги, но с более высокими тарифами, теоретически могут<sup>44</sup>, в свою очередь, иметь более низкий коэффициент использования.

.iii. В малых странах пропускную способность терминалов СПГ можно считать чрезмерно большой по сравнению с внутренним потреблением. Тем не менее, размер терминала СПГ должен быть достаточным для разгрузки грузов СПГ (обычно от 140 000 до 266 000 м<sup>3</sup> СПГ).

Это может исказить конкуренцию между источниками поставок газа:

.i. Снижая тарифы на СПГ-терминал, компенсационный механизм повышает конкурентоспособность СПГ по сравнению с другими источниками газа. Этот механизм нельзя считать нейтральным с точки зрения конкуренции за рынок.

.ii. Однако, он может способствовать улучшению конкуренции, снижая барьеры для входа поставщиков СПГ на изолированные рынки, где действующий поставщик получает выгоду от рыночной мощности. В этом случае поставщик СПГ является поставщиком конкурентоспособного источника.

---

<sup>44</sup> Тем не менее, по-прежнему необходимо будет определить, что представляет собой соответствующая рыночная область, и доказать, что другие инфраструктуры могут предлагать аналогичные услуги на равных условиях.

## 5.8 Сборы, взимаемые TSO за биогаз и его преобразование

### 5.8.1 Описание компенсационных механизмов и контекст

ГЕРМАНИЯ
<b>Технические показатели:</b>
Правовой основой для взимания платы за биогаз является национальное регулирование под названием Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV,пп. 31-37). Правовой основой для платы за переработку является параграф 19 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz).
- Внутреннее потребление: 950,5 ТВт·ч (в 2018 году, Евростат). - Доля потребления, в настоящее время поставляемая с L-газом: 30% в 2017 г. (источник: Региональный инвестиционный план ENSTOG по газу на 2017 г.). • - Производство биометана: ~10 ТВтч в 2019 году.
<b>Описание механизма:</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>BNetzA установила два компенсационных механизма:</b></li><li>• о Покрытие расходов на технические регулировки точек подключения, потребительского оборудования и бытовых приборов, необходимых в связи с переводом качества газа с L на H (в связи с поэтапным выводом из эксплуатации газового месторождения Гронинген);</li><li>• о Содействие производству биогаза.</li><li>• Оба механизма рассматриваются как непередающие услуги с точки зрения NC TAR. Затраты, подлежащие возмещению, распределяются исключительно на внутренние выходы за счет дополнительной платы за мощность.</li></ul>
<b>Суммы поставлены на карту:</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Допустимые доходы немецких TSO: 2.4773 млрд. евро в 2020 г. (без сборов).</li><li>• Сбор за продвижение биогаза: 196 млн. евро.</li><li>• Сбор за преобразование площади рынка L-газа: 179 млн. евро.</li></ul>

### 5.8.2 Анализ

Как поясняется в его Докладе<sup>45</sup>, в котором анализируется итоговый документ о консультациях, опубликованный BNetzA, Агентство не может строго рассматривать эти два механизма компенсации в качестве непередающих услуг, поскольку они не покрывают расходы, связанные с деятельностью TSO, несмотря на то, что они взимаются с бенефициаров. Тем не менее Агентство соглашается с тем, что классификация компенсационных механизмов в качестве непередающих услуг позволяет более эффективно применять требования NC TAR с точки зрения транспарентности и консультаций. Кроме того, подход, применяемый BNetzA, не препятствует рыночной интеграции. Затраты распределяются между внутренними пунктами, а не между IP. Таким образом, они распределяются среди бенефициаров услуги и не препятствуют трансграничной торговле.

### 5.9 Анализ и руководство

Агентство понимает контекст, в котором создаются эти компенсационные механизмы, позволяющие возмещать расходы, не связанные с TSO, в пунктах доставки внутри страны или непосредственно с потребителей.

<sup>45</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Germany.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Germany.pdf)

#### 4.9.1. Потенциальный избыток мощностей в газовых сетях ЕС

За последние 20 лет большинство европейских стран развивали свою газовую инфраструктуру. Это развитие оправдывалось предположением о росте спроса на газ, а также желанием уменьшить транспортные пробки, чтобы интегрировать европейский газовый рынок и усилить конкуренцию между поставщиками. В то же время потребление газа сократилось (в 2009-2018 гг. в ЕС 28 - в общей сложности на 5 %), а физические пробки в европейских газотранспортных сетях стали редкостью. Вследствие этого снизилась рыночная стоимость услуг, оказываемых СПГ: пользователи сетей заказывали меньше гибкости в рамках каждой системы, чтобы застраховаться от перегрузок в газотранспортных сетях, поскольку в краткосрочной перспективе гибкость часто может быть импортирована из одной системы в другую посредством арбитражного разбирательства, а физическая инфраструктура конкурирует с этими возможностями.

##### 5.9.1 Положительные внешние факторы влияющие на ценообразование

Хотя описанные компенсационные механизмы могут не соответствовать некоторым экономическим сигналам, получаемым участниками рынка, рынок не всегда оценивает положительные внешние эффекты от газовой инфраструктуры:

- В отсутствие соответствующего регулирования конкуренты стимулируются к недооценке высоких рисков с незначительными последствиями для увеличения своей доли на рынке и/или получения выгод от этого. Потенциально это может привести к общему снижению оптовой цены, которая не отражает эти специфические риски;
- Кроме того, что касается политической цели обеспечения надежности поставок, цены в хабах не всегда могут в полной мере отражать затраты, связанные с потенциальными перебоями в поставках газа;
- На относительно изолированных рынках сохранение дополнительного и маргинального источника газа (например, СПГ-терминала) усиливает конкурентное давление на действующего поставщика даже при низком уровне использования.

5.9.2 Точно так же нынешние краткосрочные рыночные условия могут не позволить развивать производство биогаза, а хорошо продуманный вспомогательный механизм может стать ключом к достижению целей декарбонизации и перехода к энергетике.

5.9.3 Ограниченнная способность рынка устанавливать ценовые экстерналии объясняет, почему при некоторых обстоятельствах может возникнуть необходимость в компенсационном механизме при условии, что он будет подкреплен соответствующей оценкой, отражающей эффективность соответствующего компенсационного механизма.

#### Руководящие принципы

Тем не менее Агентство считает, что этот вид компенсационного механизма должен находиться под более строгим контролем.

Поскольку эти механизмы оказывают такое же воздействие, как и тарифы на передачу электроэнергии, Агентство считает передовой практикой обеспечение их соответствия аналогичным стандартам с уделением особого внимания требованиям в отношении транспарентности и консультаций. Как это было сделано в NC TAR в отношении тарифов на передачу, обязательства по обеспечению прозрачности и проведению консультаций с общественностью могут быть закреплены в европейских правилах, помимо принципов высокого уровня, которые уже закреплены (см. их обсуждение в начале главы).

В более широком смысле, компенсационные механизмы должны быть пропорциональны проблемам, которые они призваны решать, и не должны влиять на эффективность газовой системы. Они не должны вмешиваться в цели, установленные Регламентом 715/2009 для тарифов на передачу газа и принципами ст. 7 NC TAR (эффективная торговля газом и конкуренция, недискриминация, недопущение перекрестных субсидий между пользователями сети).

Соответствие этим принципам позволит обеспечить последовательное и эффективное развитие инфраструктуры.

Для этого эти компенсационные механизмы должны быть финансово нейтральными с точки зрения субъекта, собирающего их (в большинстве случаев TSO, грузоотправители в Испании).

Механизмы компенсации должны быть пропорциональны поддерживаемым ими выгодам. NRA должны быть особенно осторожны в обеспечении надлежащей оценки выгод и в смягчении трех рисков, выявленных ранее, - перекрестное

субсидирование между потребителями газа, неэффективная инфраструктура, искаженная конкуренция между поставщиками газа.

Агентство понимает, что механизмы компенсации, соответствующие вышеизложенным принципам, не предполагают перекрестного субсидирования (поскольку это не соответствует пункту 1 f) статьи 41 Директивы 2009/73/ЕС). Агентство понимает, что в таких случаях TSO будет просто выступать в качестве платформы для распределения расходов, не влекущих за собой перекрестного субсидирования между инфраструктурами.

#### **СПГ-терминалы и склады:**

Агентство считает, что только регулируемые инфраструктуры должны иметь возможность пользоваться механизмами компенсации доходов. Исключенные инфраструктуры, доходы которых не утверждаются регулирующими органами, не должны пользоваться аналогичными механизмами при отсутствии надлежащего надзора за теми выгодами, которые могут получить операторы инфраструктур.

В рамках своей оценки соразмерности меры NRA должны обосновывать, почему это может нанести ущерб инфраструктуре, получающей выгоду от механизма самостоятельного возмещения своих расходов. В частности, NRA придется оценивать преимущества (безопасность поставок, рыночная конкурентоспособность и т.д.) такого механизма с учетом связанных с ним рисков (перекрестное субсидирование между потребителями газа, неэффективная инфраструктура, искаженная конкуренция между поставщиками газа).

Агентство считает, что в тех случаях, когда установлено, что механизм компенсации необходим, соответствующие расходы должны по умолчанию распределяться между внутренними потребителями (либо непосредственно в их счете, либо через посредство непередающего тарифа на выход), а не между трансграничными IP. Таким образом, интеграция газового рынка не будет затруднена. В тех случаях, когда исследование затрат и выгод показывает, что соответствующий объект приносит пользу потребителям в других областях рынка, Агентство считает, что соответствующие NRA должны координировать свои действия по созданию общего механизма компенсации.

Не ставя под сомнение механизм поддержки надежности поставок, как это указано в статье 194 Договора о функционировании ЕС<sup>46</sup> или в Регламенте (ЕС) № 1938/2017/47 о мерах по обеспечению безопасности газоснабжения, Агентство считает, что было бы желательно развивать более тесную европейскую координацию для оценки того, какие активы могут застраивать в европейской газовой системе в контексте перехода к энергетике.

Регулирующие органы могли бы регулярно проводить анализ, в соответствии с положениями Регламента (ЕС) № 1938/2017 об обеспечении надежности газоснабжения, на европейском или региональном уровне, чтобы определить, какие инфраструктуры все еще необходимы для обеспечения надежности газоснабжения, даже если они больше не в состоянии самостоятельно покрывать свои расходы, чтобы предотвратить гонку на дно, где все более возрастающая часть расходов на неиспользуемые объекты будет социализирована. В идеале, NRA должны проводить эту работу таким же образом, как они оценивают инвестиционные предложения TSO, поскольку оба вопроса порождают одни и те же концептуальные проблемы и оказывают одинаковое воздействие на рынок и его функционирование.

#### **Преобразование L-газа в Н-газ и продвижение биогаза**

Часть этих же руководящих принципов должна применяться к сборам, используемым для стимулирования производства биогаза или преобразования существующих L-газовых сетей в Н-газ. В частности, соответствующие расходы должны быть распределены между внутренними потребителями (либо непосредственно в их счете, либо через непередающий тариф на выход), а не между трансграничными IP, поскольку этот документ не должен оказывать влияние на трансграничную торговлю.

Не ставя под сомнение механизм поддержки производства биогаза, отвечающий хорошо понятным политическим целям, Агентство считает желательным разработать на европейском уровне подход к измерению экономической эффективности такого рода механизма в соответствии с его целесообразностью в плане сокращения выбросов парниковых газов. Такой количественный инструмент позволил бы различным технологическим решениям по декарбонизации справедливо конкурировать на европейских энергетических рынках, при условии, что такой подход может быть применен к конкурирующим технологиям.

В этой главе Агентство представляет свою оценку ряда ключевых вопросов осуществления, которые, в частности, повлияли на соблюдение NC TAR, и в соответствующих случаях дает руководящие указания. Эти вопросы охватывают: сферу применения NC TAR, риски, связанные с объемом, сравнительный анализ, выверку поступлений, биогаз, выплаты компенсаций в рамках межпередающих систем в одной стране члене и во всех странах членах, а также перерасход производственных мощностей.

## 5.10 Область применения NC TAR: доступ к сетям

Агентство отметило, что в ходе ряда консультаций и мотивированных решений из сферы применения NC TAR были исключены конкретные услуги.

Область применения NC TAR тесно связана со сферой применения статьи 13 Регламента (ЕС) № 715/2009. Статья 13 данного Регламента называется "Тарифы на доступ к сетям" и относится к "Тарифам на доступ к сетям". Как обычно в праве Союза, сфера применения NC TAR должна толковаться в рамках статьи 13, с учетом законодательного контекста более высокого уровня, как это предусмотрено Регламентом (ЕС) № 715/2009 и Директивой 2009/73/ЕС.

Целью требований, закрепленных в статье 13 Регламента (ЕС) № 715/2009, является обеспечение того, чтобы тарифы на передачу устанавливались на уровне, соответствующем затратам эффективного оператора, и чтобы они не проводили дискриминацию между пользователями сети. Как указано в Записях 1, 7 и 8 Регламента (ЕС) № 715/2009, эти требования введены в действие для обеспечения конкуренции и надлежащего функционирования внутреннего рынка газа - двух основных целей, преследуемых законом Союза о газовых рынках (в частности, Третьим энергетическим пакетом и соответствующими ему Сетевыми кодексами). Эти цели не могут быть достигнуты при наличии чрезмерного или дискриминационного ценообразования на регулируемые услуги TSO.

Если сфера применения Статьи 13 Регламента (ЕС) № 715/2009 интерпретируется слишком узко, существует риск того, что услуги, предоставляемые TSOs пользователям сети на тех же или эквивалентных условиях, а именно "услуги доступа к сети", будут лишь частично регулироваться принципами, закрепленными в этой статье. Однако, если сфера охвата услуг сетевого доступа будет толковаться широко, то это снизит сам риск чрезмерного или дискриминационного ценообразования для пользователей сети, на который направлена статья 13, поскольку все услуги будут включаться в тарифы и пересматриваться NRA.

### 5.10.1 Руководство по ACER

Агентство считает, что сфера применения статьи 13 Регламента (ЕС) № 715/2009 должна толковаться широко, чтобы обеспечить ее эффективность. Следовательно, сферу применения упомянутой статьи следует понимать как включающую не только услуги, которые позволяют пользователям сетей получать "доступ к газотранспортным сетям", но и могут включать услуги, которые предоставляются в связи с доступом к газотранспортным сетям или в связи с таким доступом. Решение о том, подпадает ли та или иная услуга под действие статьи 13 Регламента (ЕС) № 715/2009, может потребовать оценки каждого конкретного случая со стороны соответствующего NRA с учетом необходимости последовательного применения законодательства ЕС в отношении стран членов.

Впоследствии, и в соответствии со статьей 4 NC TAR, услуги, которые подпадают под сферу действия NC TAR, должны рассматриваться как передающие или не передающие услуги.

### 5.10.2 Услуги связи

- В некоторых странах членах услуги по подключению<sup>48</sup> не тарифицируются как тариф за непередачу. В частности, Агентство осведомлено об этом в CZ, FR, EL, ES, IE, SE, SI. Это связано с тем, что в этих юрисдикциях с пользователей взимается плата за установление нового соединения, которая в каждом конкретном случае может отличаться. Поэтому не всегда возможно установить тариф ex-ante.
- В случае услуг по подключению Агентство считает, что они могут быть установлены ex-ante, как это происходит в ряде стран. Однако Агентство рекомендует NRA при принятии этого режима:

- Уточните принципы зарядки;
- Уточнить, взимается ли плата за услуги с бенефициаров;
- Уточнить, не включаются ли в RAB активы, которые взимаются без предварительного уведомления, поскольку такая ситуация привела бы к двойной оплате. TSO не взимает плату за услугу сначала с бенефициаров, а затем претендует на нее как на часть разрешенного дохода, выделенного с использованием RPM.

### 5.10.3 Услуги по обеспечению сбалансированности действий

Затраты на действия по балансировке, такие как покупка и продажа газа для целей балансировки и связанные с этим доходы/убытки от ежедневных расходов по балансировке, выходят за рамки компетенции NC TAR, в соответствии со Статьей 3(15) NC TAR. Эти услуги подпадают под принцип нейтралитета, изложенный в статье 29 Регламента Комиссии (ЕС) № 312/2014 от 26 марта 2014 года, устанавливающего Сетевой Кодекс по балансировке газа в магистральных сетях ("NC BAL")<sup>49</sup>, который предусматривает, что TSO является нейтральной с точки зрения действий по балансировке, а лежащие в его основе доходы и потери возвращаются (компенсируются) сообществу пользователей сети.

### 5.10.4 Конкурентные услуги, предоставляемые TSO

Услуги, предоставляемые TSO, которые сталкиваются с конкуренцией (например, инжиниринг, консалтинг), для которых NRA не устанавливает ни регулируемых сборов, ни уровня разрешенных доходов, выходят за рамки компетенции NC TAR.

Агентство рекомендует это:

- NRA оценивает, может ли монопольное положение TSO привести к рыночному преимуществу в предоставлении конкурентных услуг. Такое преимущество может исказить конкурентный рынок. Агентство рекомендует проводить оценку в каждом конкретном случае, как указано в пункте (202) выше.
- Для того чтобы удостовериться в том, что не имеется перекрестное субсидирование между конкурентной и регулируемой деятельностью, при котором регулируемая деятельность не будет использоваться (частично) для финансирования конкурентной деятельности.

48 Услуга подключения нового потребителя к сети передачи данных.

49 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0312&from=EN>

### 5.10.5 Услуги, предоставляемые в условиях конкуренции: Услуги по качественной адаптации Воббе (Нидерланды)

В Нидерландах предоставляется услуга Wobbe Quality Adaptation ("WQA") для преобразования качества газа в параметры, применяемые в сети TSO. Однако эта услуга отличается от других услуг по преобразованию качества, за которые TSO несет ответственность в соответствии с голландским законом о газе, таких как смешивание, впрыскивание азота или административная замена высококалорийных и низкокалорийных газов.

WQA предназначена для преобразования газа, который не соответствует начальным спецификациям, и превращения так называемых "нестандартных газов" в газы, которые отвечают начальным спецификационным требованиям. Эта услуга не является исключительной задачей TSO, Gasunie Transport Services ("GTS"); ее могут выполнять и другие операторы. Кроме того, некоторые пользователи сети, как и производители газа, могут решить, хотят ли они сами адаптировать качество Wobbe или поручить это третьей стороне или GTS.

В отношении этой услуги Агентство считает следующее.

Во-первых, услуга Wobbe Quality Adaptation предоставляется пользователям сети при использовании сети передачи GTS.

Во-вторых, целью услуги является обеспечение того, чтобы газ, впрыскиваемый пользователями сети, соответствовал минимальным требованиям к качеству при использовании системы. Следовательно, в тех случаях, когда пользователь сети хочет впрыскивать газ, не соответствующий минимальным требованиям качества системы, услуга становится предпосылкой для обеспечения доступа. В этом отношении услуга соответствует правовому стандарту, позволяющему пользователям сети получать "доступ к газотранспортным сетям".

Тот факт, что пользователи сети могут сами выполнять WQA (при условии, что у них есть или могут быть приобретены необходимые технические средства) или полагаться на услуги третьих лиц (доступность которых не установлена), представляется ограниченным, учитывая привилегированное конкурентное положение, которое GTS занимает как единственный оператор голландской газотранспортной системы.

Поэтому, если не будет доказано, что услуга WQA предлагается на конкурсной основе, после индивидуальной оценки ACM, Агентство считает, что услуга WQA должна рассматриваться как подпадающая под действие ст. 13 Регламента (ЕС) № 715/2009 и является непередаточной услугой в понимании NC TAR. Следовательно, эта услуга должна быть оценена в соответствии с общими требованиями NC TAR и должна быть проконсультирована в соответствии со ст. 26 NC TAR.

Таким образом, можно будет проверить, что тариф WQA отражает затраты, понесенные GTS, и что эти затраты должным образом начисляются бенефициарам данной услуги (в соответствии со Статьей 4(4) NC TAR). В этих условиях потенциальным конкурентам будет гарантировано, что GTS не извлекает выгоды из своей позиции по предложению данной услуги.

### 5.10.6 Безопасность поставок: Пиковая поставка услуг (Нидерланды)

В Нидерландах услуга "Пиковые поставки" состоит из нескольких элементов, включая поставку газа, предоставление услуг по хранению и транспортировке газа поставщикам газа в Нидерландах. Она направлена на обеспечение того, чтобы газоснабжение населения и малого бизнеса осуществлялось следующим образом в экстремально холодные зимние дни. TSO заключает договоры на поставку газа бытовым потребителям в очень холодные дни от имени поставщиков бытовых потребителей. Поставщики бытовых потребителей обязаны оплачивать GTS понесенные расходы. Таким образом, эти поставщики не вправе заключать договоры на оказание таких услуг по своему усмотрению.

Чтобы обеспечить поставку газа бытовым потребителям даже в самые холодные дни, правительство поставило перед GTS задачу законтрактовать мощности и объемы хранилищ, а также зарезервировать необходимые мощности для транспортировки газа. Если температура опустится ниже порога эффективной среднесуточной температуры -9 °C, GTS будет использовать контрактное Хранилище для закачки газа в сеть и резервирования пропускной способности для доставки необходимого газа в точках выхода к бытовым потребителям.

Услуга "Пиковые поставки" относится к услугам, предоставляемым GTS исключительно на основании Обязательства по оказанию услуг населению. Стоимость этих услуг передается непосредственно соответствующим поставщикам газа. Эти услуги маркируются как:

- Предоставление услуг по хранению газа;
- Поставка газа.

Агентство отмечает, что несмотря на то, что эти услуги могут рассматриваться как выходящие за рамки статьи 13 Регламента (ЕС) № 715/2009 и NC TAR, стоимость этих услуг, взимаемая с поставщиков газа, должна оставаться полностью регулируемой, чтобы предотвратить монопольное ценообразование. Следовательно, цена услуги должна быть оценена в соответствии с общими требованиями NC TAR и должна быть проконсультирована в соответствии со ст. 26 NC TAR.

Следует отметить, что Агентство не оценивало соответствие услуги "Пиковые поставки" требованиям по разукрупнению согласно Директиве 73/2009/ЕС. Основываясь на данных NRA, Агентство осведомлено о том, что в период 2010-2020 гг. данная услуга использовалась только один раз.

### 5.11 Риск изменения объема и разделение активов

Система входа-выхода представляет собой модель доступа к рынку, которая позволяет пользователям сети самостоятельно бронировать пропускную способность газопровода в точках входа и выхода. Таким образом, транспортировка газа реализуется через зоны и внутри зоны, независимо от контрактных путей. Концепция транзита не выделяется в рамках транспортировки газа, является отправной точкой Регламента (ЕС) № 715/2009. Таким образом, в системе входа-выхода тарифы на транспортировку газа не должны рассчитываться на основе контрактных трасс по состоянию на 3 сентября 2011 года<sup>50</sup>.

NC TAR предписывает распределение доходов на основе нескольких ключевых принципов: агрегирование всех затрат на транспортировку в единую "корзину" (Статья 3(2) NC TAR), применение единой RPM к этой "корзине" затрат (Статья 6(3) NC TAR), и сверка всех недополученных/надлежащих возмещений по всем пунктам с помощью единого нормативного счета (Статья 19 NC TAR). Распределение затрат по конкретным точкам входа-выхода (т.е. с целью распределения затрат, связанных с транзитными потоками) может потенциально нарушать эти принципы, так как специфические затраты распределяются только по ограниченному количеству точек.

50 Статья 13(1) Регламента (ЕС) 715/2009.

Несмотря на то, что Регламент (ЕС) № 715/2009 отказывается от понятия транзита, в NC TAR есть две ссылки, связанные с ним:

- Статья 7(d): [RPM] должна обеспечивать значительный объем риска, связанного, в частности, с перевозками в системе входа-выхода не присваивается конечным клиентам в рамках этой системы входа-выхода.
- Запись (б): Операторы систем передачи в некоторых системах ввода-вывода транспортируют значительно больше газа в другие системы, чем для потребления в свою собственную систему ввода-вывода. Следовательно, методология установления референтных цен должна включать гарантии, необходимые для защиты таких невольных потребителей от рисков, связанных с крупными транзитными потоками.

В NC TAR неясно, что это за "объемный риск". Однако это понятие можно интерпретировать как относящееся к долгосрочному недоиспользованию системы. Риск, упомянутый в NC TAR, в таком случае заключается в том, что транзитные потоки ниже, чем ожидалось, или ниже, чем в прошлом, так что доля доходов, покрывающая затраты на трубопроводы, используемые транзитными потоками, не может быть оплачена транзитными пользователями, а должна финансироваться отечественными пользователями.

Долгосрочные колебания транзитных потоков могут быть результатом изменения маршрутов поставок или изменения спроса или структуры потоков в ЕС. В таких случаях инфраструктурные активы подвержены риску недоиспользования, иными словами, риску объема.

#### 5.11.1 Руководство по ACER

Снижение риска, связанного с трансграничным объемом, может повысить сложность регулирующих механизмов, что может привести к негативным последствиям (например, дискриминация между пользователями сети, снижение конкурентоспособности транзитного маршрута, что еще больше увеличит риск, связанный с объемом, неоправданные предпосылки в доходах TSO и т.д.).

Агентство считает, что внедрение таких механизмов требует дополнительной транспарентности. Дополнительная

информация, выходящая за рамки требований NC TAR в отношении стандартной RPM, должна быть доступна и использоваться:

- оценки применимости объемного риска, приводящего или потенциально приводящего к ситуации недоиспользования;
- предоставлять информацию для оценки эффективности меры (например, базовые допустимые доходы задействованных активов).

Агентство считает, что следующие требования должны применяться в тех случаях, когда существуют конкретные инструменты для борьбы с объемным риском.

Во-первых, для того, чтобы объемный риск был релевантным, TSO должны транспортировать значительно больше газа в другие системы, чем для потребления собственной системы входа/выхода, что приводит к большим транзитным потокам. В качестве руководящего принципа Агентство считает, что объемный риск может быть оправдан в тех случаях, когда не менее 50% от общего объема потоков поступает из транзита (таким образом, менее 50% предназначено для потребления в собственной системе входа/выхода). Это должно быть в среднем за четыре года до начала консультаций по RPM.

Во-вторых, объемный риск должен основываться на значительном снижении объемов транзита. Это следует оценивать с точки зрения исторических и прогнозных данных. Вспомогательные данные должны ясно указывать использованные допущения и должны обеспечить четкий анализ возможного расторжения контрактов и эффекта замещения долгосрочных контрактов более краткосрочными.

В-третьих, объемный риск должен основываться на затратах, связанных с риском, связанным с инфраструктурой, используемой для транзитных потоков. Это следует оценивать с точки зрения неамortизированных затрат, связанных с транзитными трубопроводами. Это потребует:

- Данные об инвестиционных потоках (инвестиции в год по категориям активов с момента строительства до настоящего времени) транзитных активов и, если применимо, активов, находящихся в общем пользовании, а также период амортизации для трубопроводов, трансграничных станций и компрессорных станций;
- Разграничение и публикация соответствующей стоимости трансграничных активов и внутренних активов, используемых для расчета разрешенных или целевых доходов TSO.

В-четвертых, в тех случаях, когда для управления рисками, связанными с объемом, применяется надбавка за риск, Агентство запрашивает следующую информацию:

- Оценка пропорциональности риска объема (величины риска, основанного на обоих показателях). объемы и затраты, подверженные риску), а также применяемая премия за риск;

- обоснование расходов, оплачиваемых пользователями.

Наконец, для применения инструментов риска конкретного объема Агентство требует оценки, доказывающей, что стандартные RPM приводят к значительно большему перекрестному субсидированию. Для этой цели необходимо, по крайней мере, сравнить с CWD, включая сравнение результатов оценки распределения затрат. В случае, если результаты оценки распределения затрат потребуют обоснования (результат выше 10% порогового значения по ст. 5(6)), то степень перекрестного субсидирования позволяет предположить, что более подходящей может быть другая методология.

## 5.12 Сравнительный анализ

NC TAR предоставляет возможность применять несколько вторичных регулировок RPM: выравнивание, масштабирование и эталонное тестирование. Несколько консультаций и мотивированных решений включали применение эталонного тестирования, как описано в данном разделе (AT, DE, слияние FINESTLAT, SI и SK).

### 5.12.1 Предлагаемые подходы к эталонному тестированию

В то время как корректировки по выравниванию и масштабированию были реализованы относительно однородным образом по всей Европе, НРУ использовали понятие бенчмаркинга для обоснования весьма различных корректировок своих RPM и для достижения весьма различных целей.

Одной из основных целей NC TAR является определение способа проектирования RPM. Поэтому нежелательно, чтобы вторичная регулировка позволяла проводить значительно отличающиеся по характеру модификации со значительными воздействиями.

Агентство не ставит под сомнение реальность проблем, которые NRA хотят решить с помощью тарифного бенчмаркинга, но это не может привести к неоднородному внедрению NC TAR. Данная концепция нуждается в разработке для достижения общего понимания вопросов, которые она может решить, и ее возможных реализаций.

Понятие бенчмаркинга было истолковано NRA следующим образом:

- Корректировка конкретного сбора за IP для конкуренции с надлежащим образом определенными альтернативными транзитными маршрутами;
- Корректировка на основе сравнения с другими пошлинами за IP без идентификации конкурирующих маршрутов;
- Корректировка тарифов на IP для ограничения волатильности тарифов (особенно в тех случаях, когда контрактные или юридические ограничения могут привести к появлению оговорок о выходе);
- Корректировка конкретных точек для установления тарифов на уровне потенциальных трубопроводов, которые могут быть построены.

5.12.2 Основываясь на рабочем документе NC TAR и персонала ЕС "Тарифы на доступ к газотранспортным сетям", Агентство поддерживает применение бенчмаркинга в качестве корректировки к конкретному тарифу IP, чтобы позволить IP конкурировать с альтернативными транзитными маршрутами.

5.12.3 В следующих подразделах представлены различные национальные приложения эталонного тестирования, показывающие разнообразие текущих приложений.

#### Сравнительный анализ в соответствии с DE

BNetzA применяет две контрольные корректировки в соответствии со статьей 6(4)(a) NC TAR. В обоих случаях BNetzA в своем мотивированном решении утверждает, что в отсутствие поправки на бенчмарковку трубопровод должен быть построен для обеспечения альтернативного соединения.

Первое применяется к IP, соединяющему конечного пользователя Wacker Chemie AG с Bayernets GmbH. Эта схема действительна только в том случае, если для снабжения этого конечного пользователя по соответствующему IP используется точка входа по стандарту Überackern 2 или точка входа в подземное хранилище Haidach.

Второй применяется к точкам входа и выхода на складе Haidach52, соединенным с компанией Bayernets GmbH. При хранении газа этот порядок применяется только в том случае, если для этой цели используется пункт входа и выхода Überackern 2. В случае изъятия газа из хранилища этот порядок применяется только в том случае, если для этой цели используется пункт выхода Überackern 2.

Агентство отмечает, что это применение эталонной поправки, применяемой BNetzA, соответствует обоснованию руководящих принципов, приведенных в этом Отчете. BNetzA относится не к тарифам, применяемым для конкурирующих маршрутов, а к тарифам с существующим маршрутом с тарифами с потенциального маршрута.

#### 5.12.4 Сравнительный анализ, применяемый в SI

Словенский NRA, AGEN, применяет к точке выхода Šempeter pri Gorici в Италию регулировку эталона.

AGEN утверждает, что на соревнованиях есть два маршрута: AT-SI-IT и AT-IT. Стоимость бронирования трансферного маршрута AT-SI-IT при ежегодном бронировании провозной емкости 1 января 2019 года составила евро.

---

51 Более подробную информацию см. в решении BK9-18-610-NCG (положение 3 постановляющей части и повествование 407-428).

52 Управляется компанией Astora GmbH & Co. KG и GSA LLC.

0,4526 кВт/ч/день/год53 (сюда входит вход в SI и выход из SI), а также бронирование трансфера по маршруту AT- IT EUR 0,3324 кВт/ч/день/год54. NRA утверждает, что тарифы, полученные с использованием RPM для бронирования маршрута пересадки AT-SI-IT, составили бы 1,0795 кВт/час/день/год55, что было бы неконкурентоспособно.

Базовая цена для точки выхода Шемпетер при Горицах, учитывая другие пункты, является неконкурентной, и введение такого тарифа привело бы к еще меньшему количеству забронированных мощностей. Точка выхода Šempeter pri Gorici расположена на маршруте передачи Австрия-Словения-Италия; конкурирующим направлением является Австрия-Италия.

NRA решило, что тариф, применяемый в точке выхода Šempeter pri Gorici, должен быть близок к текущему значению и не должен быть заменен в предстоящем тарифном периоде тарифом, полученным с использованием RPM. С этой целью он установил скидку в размере 10% по отношению к тарифу на выезд, производимому с использованием RPM (0,09220 евро кВт/ч/день/год). В результате тариф составит 0,08298 евро за кВтч/день/год.

Агентство отмечает, что такое применение эталонной поправки, применяемой AGEN, соответствует руководящим принципам, представленным в настоящем докладе.

### 5.12.5 Сравнительный анализ, предложенный в АТ

Электронное управление предложило в своей окончательной консультации по тарифам RPM, основанный на виртуальном точечном методе ("VPB", вариант b), который сопровождался двумя корректировками бенчмаркинга.

Во-первых, эталонное тестирование было предложено на выходе из Мурфельда с AT в SI. NRA обосновал эту корректировку на основе существующей конкуренции между маршрутом AT-SI-HR и маршрутом HU-HR, оба из которых относятся к хорватской системе въезда-выезда. Агентство отмечает, что такое применение эталонной корректировки, предложенной E-Control, соответствует руководящим принципам, представленным в настоящем докладе.

Во-вторых, электронное управление предложило увеличить предельный тариф до 10% по сравнению с предыдущим тарифным периодом и назвало это корректировкой эталонной системы. Агентство не рассматривает это как корректировку в соответствии со статьей 6(4)(а) NC TAR, которая направлена на достижение конкурентных цен в данной точке входа или выхода. Вместо этого, Агентство понимает этот инструмент как особенность RPM, применяемую с учетом потенциального риска объема, предусмотренного NRA. Е-Контроль предложил 10% лимит на повышение тарифов для снижения риска расторжения долгосрочных контрактов.

53 Рассчитано следующим образом: Вход в Баумгартен EUR 0,0321 кВтч/день/год + Выход из Мурфельда EUR 0,1388 кВтч/день/год + Выход из Сершака EUR 0,1148 кВтч/день/год + Выход из Шемптера EUR 0,0922 кВтч/день/год + Выход из Гориции EUR 0,0748 кВтч/день/год = EUR 0,4526 кВтч/день/год. Тарифы действуют с 1 января 2019 года.

54 Рассчитано следующим образом: Вход в Баумгартен EUR 0,0321 кВтч/день/год + выход из Арнольдштейна EUR 0,1929 кВтч/день/год + вход в Тарвизио EUR 0,1074 кВтч/день/год = 0,3324 EUR/кВтч/день. Тарифы действуют с 1 января 2019 года.

55 Тариф для AT-SI-IT. Справочная цена перед корректировкой бенчмаркинга рассчитывается следующим образом: Вход в Баумгартен EUR 0,0321 кВтч/день/год + выход из Мурфельда EUR 0,13875 кВтч/день/год + выход из Сершака EUR 0,1159 кВтч/день/год + выход из Шемптера EUR 0,71798 кВтч/день/год + выход из Гориции EUR 0,0748 кВтч/день/год = EUR 1,0795 кВтч/день/год (тарифы действительны с 1 января 2019 г.). Тарифы для словенцев (ввод Ceršak и Šempeter) рассчитываются после перерасчета и перед корректировкой бенчмаркинга.

#### **5.12.6 Сравнительный анализ в соответствии с предложениями, содержащимися в SK**

Словацкий NRA, ÚRSO, предлагает в мотивированном решении корректировку эталонных цен на референтные цены во всех точках выхода системы. ÚRSO применяет бенчмаркинг на основе средних тарифов конкурирующих маршрутов, включающих несколько сетей ЕС (AT, CZ, DE, HU, IT и PL).

Агентство отмечает, что оно не смогло в полной мере оценить RPM, применяемые в мотивированном решении SK, из-за отсутствия прозрачности входных параметров RPM. ÚRSO объясняет, что применение эталонного тестирования приводит к снижению референтных цен на выходе с 179,4 МВт/ч/день до 166,7 МВт/ч/день/год.

В своем докладе о консультациях по тарифам SK Агентство представило ряд рекомендаций, которые имеют отношение к применению эталонной оценки. Эти пункты также обобщены в рамках руководства Агентства по применению эталонной оценки в подразделе ниже.

Агентство отмечает, что в результате применения сравнительной оценки сумма, собранная TSO, систематически ниже целевого уровня доходов. В отчёте об окончательных консультациях по тарифам Агентство отметило, что целевой показатель доходов, используемый в качестве вклада в NRA, не был установлен NRA. Агентство не смогло рассмотреть состояние обоих этих вопросов на момент публикации мотивированного решения NRA и настоящего Отчёта, поэтому не было возможности оценить применение эталонной корректировки, применяемой ÚRSO.

#### **5.12.7 Сравнительный анализ, предлагаемый для интеграции рынка FINESTLAT**

NRA Финляндии, Эстонии и Латвии договорились установить единый тариф в размере 142,77 МВт/ч/день/год во всех внешних точках входа в совместную систему FINESTLAT. Ранее этот тариф был согласован TSO соответствующих сетей. Данный тариф является оправданным в качестве эталонной корректировки.

NRA используют в качестве эталонного тарифа среднегодовой тариф на вводимую мощность по всем странам ЕС (за исключением стран Балтии и Финляндии), для которых применяется маржа неопределенности (стандартная погрешность).

Базовая цена в точках входа рассчитывается таким образом, что учитывается более широкая цель единой системы входа-выхода на единый рынок ЕС для транспортировки природного газа FINESTLAT.

Тариф, устанавливаемый для участников, направлен на предотвращение гонки на дно, в которой TSO региона FINESTLAT снизят свой входной тариф, чтобы привлечь больше потоков в своих сетях. В действительности, концепция бенчмаркинга здесь служит для реализации своего рода выравнивания на региональном уровне. Параллельно, механизм ITC разделяет доходы, собираемые на входе между TSO, в соответствии с потреблением в их соответствующих сетях.

Наконец, общая базовая цена в точках входа устанавливается на уровне, который, по мнению NRA, является достаточным для того, чтобы способствовать завершению и интеграции региона FINESTLAT в европейский газовый рынок.

Агентство пока не смогло оценить соответствие этого подхода к бенчмаркингу, так как он связан с рядом других элементов, которые являются частью применяемых RPM и, в более широком смысле, предлагаемого слияния рынков (например, механизм ITC). Агентство отмечает, что эти варианты не всегда полностью соответствуют NC TAR и что рассмотрение таких механизмов является предварительным шагом для оценки предлагаемого подхода к эталонному тестированию.

#### 5.12.8 Руководство агентства

Агентство уже вынесло рекомендации в отношении внесения корректировок в контрольные показатели в докладах Словацкой, Латвийской, Эстонской и Австрийской сторон. Несмотря на то, что некоторые из этих корректировок, предложенных НРУ, реагируют на законные проблемы (региональная рыночная интеграция, избежание неэффективных инвестиций и т.д.), Агентство считает, что некоторые из них не соответствуют концепции бенчмаркинга, кодифицированной в NC TAR<sup>56</sup>.

Агентство считает, что пояснительные указания, такие как "Рабочий документ персонала ЕС о тарифах на доступ к газотранспортным сетям"<sup>57</sup>, являются достаточным руководством для реализации соответствующего законодательства ЕС по тарифному бенчмаркингу в случае конкуренции между трубопроводами. Если эти руководящие принципы не соблюдаются, TSO или NRA должны предоставить соответствующее обоснование альтернативного эталонного подхода, предложенного в соответствии со Статьей 6(4) NC TAR, которая предусматривает эталонный подход для применения к уникальным точкам, а именно "в определенной точке входа или выхода". Агентство предлагает четыре последовательных шага для применения эталонной корректировки<sup>58</sup>.

Во-первых, оценка должна проверить, существует ли эффективная конкуренция между трубопроводами, в соответствии со Статьей 13(1) и Протоколом (8) Регламента (ЕС) № 715/2009<sup>59</sup>. Существование конкуренции между трубопроводами должно оцениваться, по крайней мере, с учетом ожиданий того, что конкурирующие системы обеспечивают реальный выбор для пользователей передач. Оценка должна включать доказательства эффективной конкуренции между трубопроводами, и к каким пунктам это относится.

Во-вторых, оценка должна определять тарифы таких альтернативных маршрутов. Этот шаг подразумевает определение конкурентного уровня референтных цен. Агентство отмечает, что бенчмаркинг, в соответствии со статьей 6(4)(a) NC TAR, должен основываться на сравнительных значениях, которые могут быть обоснованы. Корректировка эталонной стоимости должна основываться только на конкурентных альтернативных маршрутах, путем включения в ее анализ соответствующих конкурирующих трубопроводов и исключения тех из них, которые не входят в сферу охвата, в соответствии с анализом, описанным на предыдущем этапе.

56 In the case of AT there are two types of benchmarking applied (see Section 7.3.4).

57 In particular its Section 2.2.5.

58 These steps are based on EC Staff Working Document on Tariffs for Access to the Natural Gas Transmission Networks under Article 3 of Regulation 1775/2005 and have been initially published for the Slovak tariff consultation report ([http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20report%20Analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Slovakia.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20Analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Slovakia.pdf))

59 If this is not the case, Article 6(4)(a) of the NC TAR for benchmarking shall be referred.

В-третьих, оценка должна определить уровень тарифов на основе затрат в системе. Это является требованием в соответствии со Статьей 13(1) и Протоколом (8) Регламента (ЕС) № 715/2009 и Статьей 6(4) NC TAR. Тот факт, что эталонное тестирование применяется как корректировка референтных цен, вытекающих из RPM, подразумевает, что отправной точкой для применения эталонного тестирования должны быть референтные цены, соответствующие требованию рентабельности, в соответствии со Статьей 7(b) NC TAR. Таким образом, тарифы, основанные на затратах, должны относиться к эффективно понесенным затратам и должны быть выведены в соответствии с предлагаемой RPM.

В-четвертых, эталонное тестирование должно применяться только к IP. Согласно Статье 6(4)(а) NC TAR, эталонная оценка должна состоять из корректировки, применяемой в "данной точке входа или выхода". Агентство отмечает, что это следует толковать как применение эталонной маркировки только в трансграничных пунктах (и, возможно, только в пунктах, связанных с определенным маршрутом), поскольку конкуренция между трубопроводами в основном влияет на использование системы для транзитных целей.

### 5.13 Механизмы компенсации Inter-TSO

В Статьях 10 и 11 NC TAR ссылается на применение RPM, которое требует внедрения механизма компенсаций между TSO ("ITC").

#### 5.13.1 Сфера применения ITC

- Статья 10 NC TAR относится к "правилам для систем входа-выхода в пределах государства-члена, где действует более чем один оператор системы передачи". Статья предусматривает два различных применения RPM: либо i) один и тот же RPM применяется совместно всеми TSO в рамках системы въезда и выезда в пределах одного государства-члена, либо ii) RPM (одни и те же или разные) применяются отдельно каждой TSO в рамках системы въезда и выезда. В последнем случае, Статья 10(3) предусматривает применение ITC, чтобы избежать перекрестного субсидирования между TSO.
- Ряд стран-членов создали ITC:
- AT: E-Control предложила совместно с RPM применить RPM для Gas Connect Austria ("GCA") и Trans Austria Gasleitung ("TAG"), чтобы обеспечить перераспределение собранных доходов в австрийской газовой системе;
- Компания BE-LUX внедрила общую зону входа и выхода с MTK между соответствующими TSO, Fluxys Belgium и Creos. Агентство отмечает, что в настоящее время LUX освобожден от применения NC TAR60;
- DE: Совместное применение одной и той же RPM в рамках одной системы входного выхода требует наличия ITC. Этот механизм гарантирует, что каждая из 17 TSO получает лимит доходов;
- ES: CNMC предложила применить RPM совместно с RPM для обеспечения перераспределения собранных доходов в испанской газовой системе (Enagás Transporte, S.A.U., Enagás Transporte del Norte, S.A.U., Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. и Reganosa). В ходе общественных консультаций, начавшихся в феврале 2020 года, предлагается включить механизм ЦМТ в общую процедуру урегулирования<sup>61</sup>;

- FR: С устранением связи между Севером и Югом в качестве зарезервированного пункта, который был расположен в пределах в системе GRГаз, связанные с этим доходы должны быть взысканы с других пунктов французской системы, в том числе с Pirineos VIP, который находится в зоне Терега. В состав ITC входит система Teréga, которая возвращает GRГаз часть выручки, собранной в Pirineos VIP";

- Страны члены Балтии и Финляндия (FINESTLAT и LT) ведут переговоры об установлении слияния зон, которое будет включать в себя общие элементы для установления сетевых тарифов, в том числе ITC, применяемый к доходам, собираемым в точках входа в зону. EE, FI и LV уже осуществили слияние на рынке;
- HU: На момент начала окончательной консультации по тарифам было предложено создать ITC. Однако вскоре После вступления в силу нового TSO две TSO, работающие в сети HU, объединились<sup>62</sup>;
- IT: Совместное применение одной и той же RPM в рамках одной системы выхода требует наличия ITC. Этот механизм гарантирует, что каждая TSO получит свою долю разрешенного дохода;
- NL: Интерконнектор BBL и GTS внедрили компенсацию между TSO. КВТ будет перечислять в GTS 25% доходов BBL, не связанных с долгосрочными контрактами. После этого, в период 2021-2024 гг. BBL выплатит компенсацию в размере 25% от всей выручки. Межотраслевая компенсация будет сначала включена в тарифы на период 2022 года.

На основании Статьи 10(3) NC TAR создается эффективный ITC:

- Предотвратить вредное воздействие на доходы операторов передающих систем;
- Избегать перекрестного субсидирования между внутрисистемным и межсистемным использованием сети.

Статья 11 NC TAR относится к "Правилам для систем входа-выхода, охватывающим более чем одно государство-член, где действует более одного оператора передающих систем". В статье не содержится ссылки на ITC, что оставляет открытой возможность использования более широких средств для сотрудничества, что может не привести к созданию ITC или применению одной и той же RPM. Тем не менее, принципы Статьи 10 NC TAR применяются, и в случае создания ITC, принципы, описанные в Статье 10, могут быть реализованы в соответствии со Статьей 11.

5.13.2 Агентство предлагает создать ITC в случаях, когда несколько TSO устанавливают тарифы совместно, либо путем внедрения одной RPM, либо путем удаления внутrizоновых IP. По этой причине Агентство понимает, что одни и те же проблемы приводят к внедрению ITC как внутри государств-членов, так и между ними. Следовательно, те же самые требования к консультациям, которые применимы по Статье 10(5) NC TAR, должны применяться по Статье 11 NC TAR. Требование о проведении консультаций с ITC соответствует требованию о проведении консультаций по RPM и общим требованиям NC TAR в отношении прозрачности.

#### 5.13.3 Сфера применения ITC между странами членами и межсетевыми соединениями

Как уже упоминалось в списке, Агентство отмечает, что между GTS и BBL был реализован еще один случай с ITC . В отчете Агентства об итогах окончательных консультаций в NL было предложено ACM рассмотреть вопрос о целесообразности внедрения ITC. Это связано с тем, что в 2018 году компания GTS удалила IP-адрес выхода из сети Julianadorp, соединяющий сеть NL с межсетевым экраном BBL. Доходы, связанные с этим пунктом, были социализированы со всеми другими пунктами сети, что привело к перекрестному субсидированию между пользователями межсетевого экрана BBL и пользователями остальной части голландской сети. Агентство призвало ACM оценить эффект удаления IP-адреса Julianadorp на перекрестное субсидирование, обратив внимание на этот эффект для различных пользователей сети.

---

<sup>62</sup> Слияние произошло в октябре 2019 года, через пару дней после вступления в силу нового ITC.

Агентство признает, что ITC был предложен для этого момента в качестве добровольного механизма. К концу 2020 года первая компенсация будет выплачена BBL. Это будет равно 25% доходов BBL, не связанных с долгосрочными контрактами. После этого, в период 2021-2024 гг. BBL будет выплачивать компенсацию в размере 25% от всех своих доходов. Таким образом, размер компенсации будет варьироваться из года в год, так как он зависит от потоков доходов BBL.

Относительно процедуры настройки механизма, ACM уточнил Агентству, что ITC основывается на переговорах между BBL, GTS и представительскими организациями грузоотправителей. Прямой связи между ITC и недостающими доходами от "Джулианадорпа" нет.

Агентство признает, что неясно, каким образом требования NC TAR по применению ITC применяются к голландской сети после Brexit. В то же время, Агентство отмечает, что требование по внедрению КВТ, в соответствии со Статьей 10(3) ITC, следует за потенциальным эффектом перекрестного субсидирования, возникающим в связи с зонами входа-выхода, в которых TSO могут недостаточно активно или чрезмерно восстанавливаться. ITC является необходимым инструментом для корректировки такого возмещения доходов. Агентство понимает, что это относится к голландской зоне входа-выхода. Применение одной и той же RPM к TSO и интерконнектору, или удаление точки, может привести к перекрестному субсидированию между обеими организациями. По этой причине Агентство понимает, что обязательство по применению ITC в соответствии со Статьей 10(3) также применимо к системам въезда-выезда, охватывающим одну страну член и межсетевой канал, или в тех случаях, когда зона въезда-выезда выходит за границы страны члена. Следовательно, при создании ITC должны соблюдаться те же требования в отношении проведения консультаций, которые применимы в соответствии со Статьей 10(5).

Кроме того, Агентство понимает, что NRA обладает компетенцией для создания такого механизма. В соответствии со Статьей 41(6)(а) Директивы 2009/73/ЕС, подкрепленной Протоколами (30), (32) и (33) той же Директивы, Статьей 13 Регламента (ЕС) 715/2009 и Статьей 27(4) NC TAR, NRA обладает компетенцией устанавливать тарифы или методологии, используемые для их расчета. Поскольку ITC является неотъемлемой частью такой методологии, компетенция по принятию решения о том, следует ли создавать ITC, также возложена на NRA.

#### 5.13.4 Руководство Агентства по правилам установления компенсаций между ТСО

Статья 10 NC TAR предусматривает несколько руководящих принципов осуществления ITC, на которые следует ориентироваться:

- Предотвращение вредного воздействия на доходы от услуг по передаче, оказываемых участниками в проекте TSO;
- Предотвращение перекрестного субсидирования между внутрисистемным и межсистемным использованием сети.

Для того, чтобы оценить соответствие RPM требованиям Статьи 7 NC TAR, и обеспечить соответствие требованиям к ITC, Агентство предусмотрело следующие три шага в качестве руководства по созданию механизмов ITC в случае регионального рынка.

Во-первых, должны быть определены передаточные активы, совместно используемые в зоне регионального рынка, и связанные с ними затраты, чтобы обеспечить приемлемый уровень затратоэффективности на региональном уровне. Такая оценка должна основываться на прогнозе потоков через объединенную рыночную зону, и эти затраты должны регистрироваться в механизме ITC.

Во-вторых, механизм ITC в идеале должен быть направлен на распределение этих затрат таким образом, чтобы это соответствовало распределению выгод от рыночной интеграции. Таким образом, механизм ITC был бы устойчивым, поскольку его можно было бы использовать как для распределения расходов на существующую инфраструктуру, так и для обеспечения доходов от новых инвестиций. Кроме того, был бы сохранен принцип затратоэффективности, продвигаемый NC TAR, поскольку такой механизм позволил бы распределять эффективные расходы (и исключал бы невозвратные расходы на чрезмерно развитую инфраструктуру) среди бенефициаров.

В-третьих, скорректировать внутренние выходы каждой TSO на региональном рынке, чтобы позволить им возвращать свои разрешенные или целевые доходы от внутренних пользователей, после того, как будет установлен вклад трансграничных пользователей в механизм ITC.

#### 5.14 Скидка на биогаз для передачи

В ходе национальных консультаций Агентство выяснило, что как BE, так и DE предложили 100-процентную скидку для пунктов въезда биогаза в сеть. В случае с BE эта скидка была отменена мотивированным решением, в то время как BNetzA сделала ее применимой для своих окончательных тарифов.

Мотивированное решение Германии было обосновано на основании более низких расходов, связанных с ввозом биогаза (так как они находятся вблизи центров спроса, по сравнению с IP), а также на основании политики смягчения последствий изменения климата.

В то время как применение политики смягчения последствий изменения климата является желательным результатом, NC TAR требует, чтобы одна и та же RPM применялась ко всем точкам входа и выхода из данной системы входа в соответствии со Статьей 6(3) NC TAR, и не допускает никаких корректировок, кроме тех, которые перечислены в Статье 6(4) NC TAR. Агентство предложило NRA рассмотреть вопрос о том, может ли поддержка, оказываемая возобновляемым газам, быть удовлетворена иным образом, чем предоставление скидки на входной тариф, с тем чтобы обеспечить соблюдение соответствующих юридических требований.

Агентство выступает за разработку подхода на европейском уровне после оценки того, является ли эта мера эффективной для поддержки политики декарбонизации и смягчения последствий изменения климата.

#### 5.15 Сверка выручки

Сверка доходов TSO является актуальным и важным аспектом ее системы тарификации.

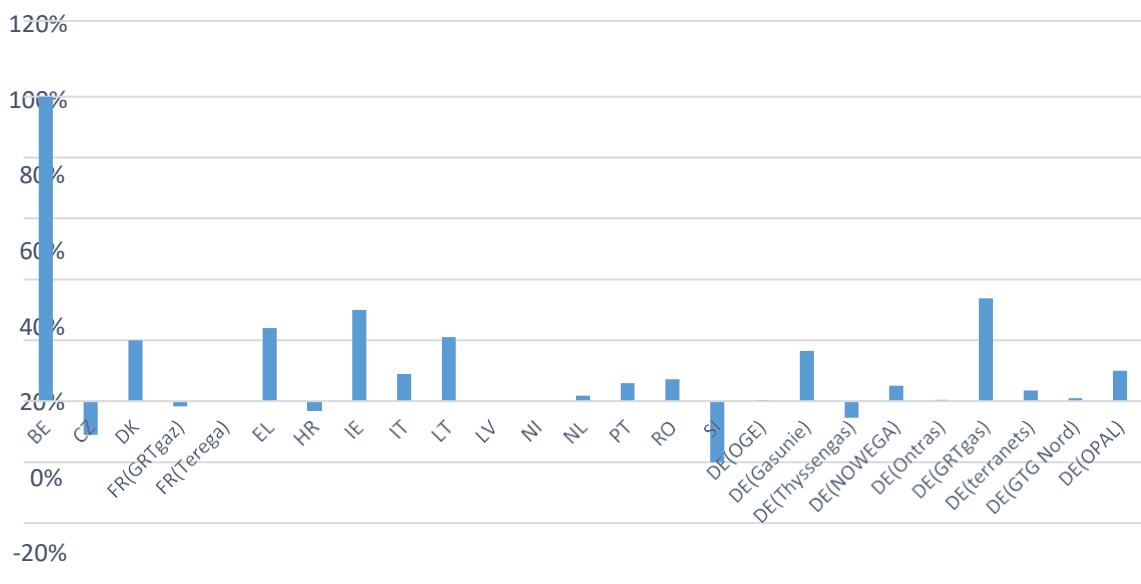
##### 5.15.1 Информация о сверке нормативного счета

Статья 30(1)(b)(iv) NC TAR требует, чтобы NRA/TSO публиковал следующую информацию, касающуюся сверки нормативного счета. Эта информация должна быть опубликована до начала тарифного периода:

- Фактически полученный доход, заниженный или завышенный возврат разрешенного дохода;
- Часть из них приписывается регулятивному счету;
- Если применимо, субсчета в рамках такого нормативного счета;
- Период сверки и внедренные стимулирующие механизмы.

На рисунке 8 ниже показана доля регулятивного счета в разрешенных доходах по странам членам и TSO63. Агентство отмечает, что регулятивный счет BE TSO исключительно велик по сравнению с другими TSO.

Рисунок 8: Регулятивный счет как доля разрешенной выручки в расчете на страну члена/TSO.



Заметка I: Положительные (отрицательные) значения представляют собой переизбыток (недополучение) разрешенной выручки.

Примечание II: Следующие TSO не опубликовали стоимость регулятивного счета: Гаскад, Fluxys TENP, Байернэц, Фернгаз, Fluxys Deutschland, NEL

В отношении случая с BE, Агентство подчеркнуло, что в соответствии со ст. 17 NC TAR, недополучение и перевыполнение должны быть минимизированы, а значительные различия между тарифами двух последовательных тарифных периодов должны быть предотвращены. Кроме того, статья 20(3) NC TAR требует, чтобы выверка была направлена на возмещение TSO недополученной суммы и на возврат пользователям сети переплаченной суммы. Агентство отмечает, что CREG разработал схему постепенной выверки регулятивного счета до 100 млн. евро к концу регулятивного периода.

### 5.15.2 Механизмы примирения для услуг, не связанных с передачей

Сверка услуг, не связанных с передачей, является важным аспектом общей разработки тарифных методологий во избежание перекрестного субсидирования между пользователями сети.

NC TAR не устанавливает требований ни к окончательным консультациям, ни к мотивированному решению для описания механизмов сверки регулятивного счета. В то же время, Агентство считает, что оценка такого механизма является ключом к доказательству соответствия RPM требованиям рентабельности и избежания перекрестного субсидирования и услуг, не связанных с передачей, принципам рентабельности, как указано в Статьях 7 и 4(4) соответственно.

---

63 According to Article 17(3) of the NC TAR, no reconciliation shall occur under a price cap regime. TSOs operating under a price cap regime are therefore not represented in the figure.

- Сверка доходов от непередач должна проводиться таким образом, чтобы минимизировать перекрестное субсидирование с остальными доходами от TSO, в основном с доходами от передач, которые распределяются с использованием RPM.
- NC TAR предписывает несколько принципов для выверки регулятивного счета, которые применимы также и к выверке услуг, не связанных с передачей. Статья 19 NC TAR предусматривает, что недополучение или чрезмерное возмещение должно быть отнесено на регуляторный счет и каждый оператор системы передачи должен использовать один регуляторный счет.
- Более того, на основании Статьи 17(3) NC TAR, доходы от непередающих услуг могут быть сверены, если TSO функционирует в режиме не ценового ограничения, применяя следующие принципы:
  - Недостаточное или чрезмерное возмещение доходов от услуг по передаче должно быть сведено к минимуму с учетом необходимых инвестиций;
  - Уровень тарифов на услуги по передаче должен гарантировать, что доходы от услуг по передаче будут возмещены TSO своевременно;
  - Существенных различий между уровнями тарифов на передачу, применяемых в течение двух последовательных тарифных периодов, следует избегать, насколько это возможно.

В соответствии с этими статьями Агентство рекомендует, чтобы услуги, не связанные с передачей, сверялись с использованием субсчетов во избежание перекрестного субсидирования между конкретными бенефициарами услуг, не связанных с передачей, и всеми пользователями сети.

#### 5.16 Оценка распределения расходов

NC TAR предусматривает два инструмента для оценки эффективности затрат и уровня перекрестного субсидирования, вытекающего из предложенной RPM: сравнение с методологией CWD и оценка распределения затрат ("CAA"). В случае CAA оценка направлена на указание степени перекрестного субсидирования между внутрисистемными и межсистемными пользователями<sup>64</sup>.

CAA сравнивает для категорий внутрисистемных и межсистемных пользователей соответственно соотношение между доходами, полученными от категории пользователей сети, и затратообразующими факторами, относящимися к этой категории. NC TAR является относительно гибким с точки зрения выбора драйверов затрат<sup>65</sup>.

При выборе драйверов затрат для CAA Агентство считает уместным проводить различие между физическими драйверами затрат сети, которые относятся к физическим характеристикам сети, позволяющим экстраполировать ее затраты (техническая мощность, расстояние), и драйвером затрат RPM, который является единицей начисления за использование сети (например, контрактная мощность).

<sup>64</sup> Статья 3(8) NC TAR: "Использование внутрисистемной сети" означает транспортировку газа в рамках системы входа-выхода потребителям, подключенным к той же системе входа-выхода.

Статья 3(9) NC TAR: "Использование межсистемной сети" означает транспортировку газа в рамках системы въезда-выезда потребителям, подключенным к другой системе въезда-выезда.

<sup>65</sup> Для тарифов, основанных на пропускной способности: техническая или прогнозируемая забронированная пропускная способность, и опционально совмещенная с расстоянием. Для товарно-сырьевых тарифов: количество потоков газа и опционально в сочетании с расстоянием.

Агентство отмечает, что в ходе консультаций САА часто рассчитывалась с использованием фактора стоимости RPM. Во многих случаях это часто был только фактор стоимости забронированных мощностей. Без учета расстояния САА может отражать лишь незначительные различия, которые существуют в уровне бронирования (например, прогнозируемые бронирования на въездах и выездах или на внутренних пунктах и ПИ), или влияние корректировок на различные группы пользователей (например, данная категория может извлечь большую выгоду из скидки, предоставляемой на прерывную вместимость или на складские помещения).

Агентство отмечает, что при расчете САА следует принимать во внимание физические факторы, определяющие затраты, с тем чтобы представить информацию о степени перекрестного субсидирования между внутрисистемными и межсистемными пользователями, относящуюся к физической реальности сети (а не только к факторам, определяющим затраты, используемые для взимания платы с пользователей).

Агентство рекомендует, чтобы САА рассчитывалась следующим образом:

- При выполнении САА на основе пропускной способности в соответствии со статьей 5(1) NC TAR, NRA/TSO выбирает из списка водителей затрат, представленного в статье 5(1)(a) NRA/TSO водителей затрат, более тесно связанных с предлагаемыми RPM. Например, если в качестве водителей, ведущих расходы, в САА используются пропускная способность и расстояние, то САА должна использовать пропускную способность и расстояние в качестве водителей, ведущих расходы<sup>66</sup>;
- В качестве передовой практики Агентство рекомендует NRA/TSO завершить этот расчет до и после применения корректировок;
- В качестве наилучшей практики NRA/TSO дополнительно включает для САА на базе пропускной способности, упомянутой в статье 5(1)(a) NC TAR, результаты САА для методологии CWD, рассчитанные в соответствии со статьей 26(1)(a)(vi) NC TAR, с использованием в качестве затратообразующих факторов прогнозируемой пропускной способности и расстояния, предусмотренных контрактами. Это должно позволить оценить значимость расстояния как фактора, определяющего затраты, в тех случаях, когда расстояние не является фактором, определяющим затраты, для предлагаемого RPM.

Агентство понимает, что требование обосновывать результат САА относится к САА, рассчитанной для RPM и корректировкам, используемым для расчета окончательных тарифов. В то же время, Агентство отмечает, что сравнение предлагаемого расчета САА дает соответствующее понимание для оценки методологии.

#### 5.17 Перерасход производственных мощностей

NC TAR не ссылается на сборы за превышение производственных мощностей, однако Агентство понимает, что эти сборы предлагаются в ряде консультаций (CZ, ES, FR, HR, IE). Эти сборы могут быть определены как дополнительный тариф или как штраф, применяемый, когда грузоотправитель использует больше производственных мощностей, чем забронировано.

Агентство понимает, что этот предмет является гибридным, в пределах NC TAR и NC BAL. Перерасход мощностей обычно происходит на внутренних выездах, когда фактическое потребление превышает прогнозы грузоотправителей. В этом случае, плата, уплаченная за дисбаланс, может служить штрафом, уплаченным через тарифы на передачу, что объясняет, почему NC решают эти вопросы через NC BAL.

---

<sup>66</sup> Если в RPM используются факторы, определяющие затраты, кроме мощности и расстояния, САА можно дополнительно рассчитать на основе этих факторов затрат. Эта оценка могла бы дать более точную оценку перекрестного субсидирующего эффекта, возникающего в результате реализации RPM.

В тех случаях, когда перерасход средств определяется тарифом на передачу, а не как уравновешивающий расход, Агентство понимает, что эти штрафы являются частью выручки от передачи, но их нельзя предвидеть.

Агентство рекомендует в качестве передовой практики:

- При установлении этих штрафов, в частности, если они применяются в отношении трансграничных IP, NRA должны руководствоваться аргументацией, аналогичной той, которая используется в отношении краткосрочных мультиликаторов, поскольку потенциал, используемый сверх зарезервированных мощностей, может считаться зарезервированным в очень короткий срок. Они должны обеспечивать правильное равновесие, с тем чтобы не нанести ущерба рыночной интеграции, и в то же время служить стимулом для грузоотправителей, с тем чтобы не ставить под угрозу безопасность системы;
- Собранные доходы должны быть возвращены пользователям сети путем взятия собранных доходы, учитываемые при расчете нормативного счета (за вычетом возможных расходов, связанных с использованием мощностей, которые нельзя было предвидеть). В противном случае, у TSO возникли бы извращенные стимулы к искусственно созданному созданию заторов, которые принесли бы им дополнительные доходы. Следует отметить, что в случаях, когда NRA работают в таких ситуациях через NC BAL, этот риск контролируется принципом финансовой нейтральности TSO, а собранные доходы возвращаются пользователям сети.

## 6 Требования к прозрачности в отношении определения разрешенных и целевых поступлений

### Требования к публикациям

NC TAR требовал большей прозрачности по методикам, начальным значениям, параметрам и последовательной публикации ключевых вводимых ресурсов, лежащих в основе разрешенных и целевых доходов газовых TSO.

Разрешенные и целевые доходы рассчитываются на определенный регуляторный период, который обычно длится от трех до пяти лет. Разрешенные и целевые доходы подлежат национальному регулированию в ЕС и обеспечивают прозрачную и эффективную оплату регулируемой базы активов газовых TSO, которая составляет в общей сложности около 60 млрд. евро для стоимости трансмиссионных активов в ЕС (расчитанных для 21 государства-члена<sup>67</sup>).

Улучшение прозрачности при определении доходов TSO было одним из основных вопросов, вызывавших озабоченность участников рынка в ходе развития NC TAR. С момента вступления в силу NC TAR в апреле 2017 г., NRA отреагировали на этот запрос, опубликовав больше информации и значительно улучшив разъяснения, представленные по их методологии определения разрешенных и целевых доходов TSO.

В таблице ниже приведена сводная информация о том, в какой степени каждая страна-член добилась последовательной публикации значений и методологии, используемой при расчете доходов TSO (Статья 30(1)(b)(iii) NC TAR) с целью выявления передового опыта. Сбор данных был проведен недавно к дате публикации настоящего Отчета, и в нем рассматривается вопрос о том, послужили ли дополнительные улучшения в NC TAR и в Отчете Агентства по Статье 3468.

В таблице дается обзор применяемых в настоящее время в страны члены ЕС методологий расчета доходов с точки зрения требований прозрачности и публикации, а также дается высокоуровневая оценка доступности ее ключевых компонентов.

---

67 Несколько стран не учитываются по разным причинам (в Словакии не публикуется RAB; эстонский NRA не ответил на эту анкету; британский и болгарский процессы принятия тарифных решений не были завершены на момент публикации настоящего доклада).

68 [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Report%20Methodology%20Target%20Revenue%20of%20Gas%20TSOs.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20Methodology%20Target%20Revenue%20of%20Gas%20TSOs.pdf)

Страна	Нормативный период (от до)	Опубликовано (NRA/TSO)?	Описание методологии	Значения параметров	Стоимость расходов и издержек	Комментарии и отсутствующие элементы
Austria	2020 - 2024	NRA				Методология определения начальная, стоимость активов не предоставляется.
Belgium	2020 - 2023	TSO				Некоторые детальные параметры и значения не представлены (стоимость собственного капитала, стоимость долга, детальные значения по типу активов).
Bulgaria	2017 - 2020	TSO				Эволюция стоимости активов не является объяснённой.
Croatia	2017-2021	TSO				
Czech Republic	2016 - 2020	NRA				Некоторые части методологии определения доходов TSO доступны только на чешском языке. Подробная информация о стоимости по каждому типу активов не предоставляется.
Denmark	2019-2022	TSO				Некоммерческий принцип применяется к датской TSO по закону. Следовательно, некоторые параметры не применимы при расчете TSO. Доход.
France	2020 - 2023	NRA				
Germany	2020	TSO				Требуемая информация не публикуется по одной TSO (из 17) по юридическим и временным причинам. Некоторые финансовые параметры не имеют отношения к делу в Германии (например, WACC, стоимость собственного капитала и фактические расходы по долгам рассчитываются отдельно, а не по общей прогнозируемой ставке). Подробные значения по каждому типу активов предоставляются не всеми TSOs.
Greece	2019 - 2022	TSO				Detailed values per asset type are not provided.
Hungary	2017 - 2021	NRA				The methodology to determine the TSO's revenue is partially published. Some parameters and values are missing (cost of debt, cost of equity, detailed values per asset type).
Ireland	2017 - 2021	TSO				
Italy	2020 - 2023	TSO				
Latvia	2020 - 2022	TSO				Некоторые данные публикуются только на латышском языке (в частности расчёт WACC).
Lithuania	2019 - 2023	NRA				Подобные значения по каждому типу активов не предоставляются.
Netherlands	2017 - 2021	NRA				
Poland	2020 - 2022	TSO				Подобные значения по каждому типу активов не предоставляются.
Portugal	2020 - 2023	NRA				Подобные значения по каждому типу активов не предоставляются.
Romania	2019 - 2024	TSO				Детальный расчет WACC не объясняется.

Slovakia	2017 - 2021	TSO				Большинство требований прозрачности в отношении расчета доходов TSO не соблюдаются, в то время как статья 30 NC TAR должна была быть введена в действие к 1 октября 2017 года. По словам словацкого NRA, недостающие данные будут опубликованы в декабре 2017 года.
Slovenia	2020 - 2021	TSO			Yellow	Подробные значения по каждому типу активов не предоставляются.
Spain	2021 - 2026	NRA				
Sweden	2019 - 2022	TSO				

69 Совокупная стоимость основных видов активов (трубопроводы, компрессоры...), используемых НРУ для определения ТСО.

70 за 30 дней до следующего тарифного периода, как предусмотрено ст. 32NC TARp

#### Передовая практика и следующие шаги

- Внедрение NC TAR значительно улучшило прозрачность расчета доходов TSO в Европе.
- В большинстве стран методология и параметры расчета публикуются адекватным образом, даже если некоторые детали иногда отсутствуют (например, детальные значения по типу активов, используемые NRA для определения доходов TSO). Положительно также отметить, что в некоторых странах уровень детализации публикуемой информации превышает требования сетевого кодекса для создания ясности и углубления понимания режима регулирования.
- Тем не менее, Агентство выявило некоторые недостатки, что свидетельствует о том, что все еще имеются определенные возможности для повышения прозрачности:

- В некоторых странах некоторая информация публикуется только на национальном языке;
- Описание методологии не всегда является полным;
- значения некоторых параметров отсутствуют или публикуются частично;
- первоначальные значения активов и их эволюция не всегда объясняются;
- Выбор параметров, которые должны публиковаться слегка адаптированным образом<sup>71</sup>, чтобы предложить тот же самый стандарт прозрачности, когда используется конкретный метод расчета разрешенных доходов TSO.

Агентство, опираясь на свою приведенную выше сводную таблицу, выделяет следующие виды передовой практики с точки зрения публикации разрешенных поступлений: Дания, Ирландия, Испания, Италия, Нидерланды, Франция, Хорватия и Швеция.

В случае Словакии Агентство сохраняет рекомендацию, содержащуюся в его докладе по статье 3472 , опубликованном 30 октября 2018 года, и предлагает провести оценку нынешней методологии в сравнении с тарифами, основанными на стоимости. Словацкий NRA и TSO должны включить подробные данные о затратах в свои публикации в соответствии со статьей 30 NC TAR и разъяснить свою роль в установлении тарифов<sup>73</sup>. В целом, нынешний словацкий подход сильно отличается от требований NC TAR и от практики, применяемой в странах членов ЕС в целом. Согласно Словацкому TSO, Словацкая ТСО опубликует всю соответствующую информацию согласно ст. 30 NC TAR за 30 дней до следующего тарифного периода (начиная с 1 января 2022 г.), чтобы отразить, как затраты на инфраструктуру лежат в основе установления тарифов.

Агентство поощряет устранение недостатков в публикации и поддерживает лучшее согласование практики публикации с наивысшим уровнем прозрачности.

71 Немецкие TSOs при расчете доходов не используют теоретическую WACC, установленную NRA, а основываются на фактических затратах на капитал, определенных в течение отчетного года, предшествующего нормативному периоду, и основанных на данных бухгалтерского учета.

72 См. пункт 28 документа:  
[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Report%20Methodologies%20Target%20Revenue%20of%20Gas%20TSOs.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20Methodologies%20Target%20Revenue%20of%20Gas%20TSOs.pdf).

73 По данным Словацкой NRA - ÚRSO, словацкая TSO опубликует всю соответствующую информацию в соответствии со ст. 30 NC TAR за 30 дней до начала нового тарифного периода, с 1 января 2022 г., чтобы отразить, каким образом затратные водители отражают установление тарифов.

- (a) Агентство уже рекомендовало, в качестве передовой практики, в своем Докладе по Статье 34 внести изменения в список, содержащийся в Статье 30(1)(b)(iii) NC TAR, с тем, чтобы публикация NRA или TSO стала более структурированной и информативной. Предлагаемая структура представлена ниже еще раз, и Агентство предлагает NRA или TSO следовать этой структуре в будущем, чтобы обеспечить более полную публикацию данных о доходах и их методологиях, как это указано ниже:
- (b) описание методологии, включая, по крайней мере, ее описание;
- (c) общая методология, такая, как установление контрольных показателей по доходам, смешанная методология, методология "затраты плюс" или методология тарифного бенчмаркинга;
- (d) методология определения регулируемой базы активов;
- (e) i. методологии определения первоначальной (начальной) стоимости активов;
- (f) ii. методологии переоценки активов;
- (g) iii. пояснения относительно эволюции стоимости активов;
- i) методология определения стоимости капитала;
- j) методология определения TOTEX или, если это применимо, OPEX и CAPEX;
- k) методология определения эффективности расходов, если это применимо;
- (2) значения параметров:
- a) стоимость собственного капитала и стоимость долга или средневзвешенная стоимость капитала в процентах;
- b) периоды амортизации в годах;
- c) целевые показатели эффективности в процентах;
- d) индексы инфляции;
- 3) стоимостные показатели расходов и издержек, которые используются для определения разрешенных или целевых поступлений в местной валюте и евро:
- a) регулируемой базы активов по каждому виду активов.
- b) амортизации по каждому типу активов;
- c) стоимости капитала;
- d) операционных расходов.

Во второй половине 2020 г. Агентство сосредоточит свою работу на разрешенных и целевых поступлениях в соответствии с просьбой Мадридского форума в октябре 2019 г. и может опубликовать дополнительные данные в этом контексте.

## 1. Приложение I: Процентное изменение тарифов на передачу

### Отказ от обязательств

В следующем Приложении представлено сравнение, по государствам-членам, между тарифами, рассчитанными после внедрения правил NC TAR, и тарифами, применявшимися в предыдущем тарифном периоде, в анализе, который ограничен по широте и охвату. Анализ основывается на тарифах, опубликованных в соответствующих мотивированных решениях.

Внедрение правил NC TAR может оказывать влияние на тарифы на передачу электроэнергии несколькими способами, в том числе следующими:

- i. изменение применяемого RPM,
- ii. изменения в доходах от передачи, которые являются вкладом в RPM,
- iii. изменения в контрактной мощности, которые являются вкладом в RPM
- iv. изменения в разделе входа-выхода,
- v. изменение разделения вместимости на товары,
- vi. корректировок в соответствии со статьей 6(4), если это применимо,
- vii. изменения в выверке неполного и чрезмерного возмещения доходов,
- viii. слияния на рынке

Важность этих изменений будет варьироваться от страны к стране в зависимости от специфики применяемой методологии. Агентство считает, что большинство этих изменений хорошо отражены в отчетах Агентства и обозначены в страновых листах, имеющихся во втором томе настоящего Отчета.

Изменения в оборотах в результате применения NC TAR являются лишь одним из факторов, потенциально приводящих к изменению тарифов. При введении новой RPM, для некоторых точек входа и/или выхода тарифы будут повышаться, а для некоторых точек - снижаться. На графиках, например, Португалии и Бельгии, можно увидеть, что все тарифы снижаются. На графиках, например, Дании, Нидерландов и Латвии видно обратное: все тарифы повышаются. Эти эффекты являются не только результатом внедрения нового RPM, но и результатом действия множества факторов. Невозможно сделать выводы об изменениях тарифов, связанных только с внедрением RPM; ряд факторов, внешних по отношению к NC TAR, может быть релевантным для этого анализа. Чтобы ограничить сложность этого сравнения, данное Приложение имеет ограниченную широту охвата, и его следует читать вместе с выводами, указанными в таблицах по странам, которые имеются во втором томе настоящего Отчёта.

Данное Приложение включает тарифы, применяемые к ограниченному числу РС, которые завершили принятие мотивированных решений до публикации настоящего Отчета или близки к принятию мотивированного решения и согласились быть включенными в анализ. Это следующие страны члены: БВЕ, CZ, DE, DK, EE, FR, EL, HR, HU, IE, IT, LV, LT, NL, PL, PL Yamal, PT, RO, SI, SK. Это означает, что объем анализа ограничен.

(329) Сравнение представляет точки входа (IP и СПГ), а также точки выхода (внутренние выходы и IP) отдельно для каждой системы входа-выхода, включенной в анализ. Цифры отражают абсолютное изменение в процентах на каждую точку входа и выхода в пределах данной страны члена.

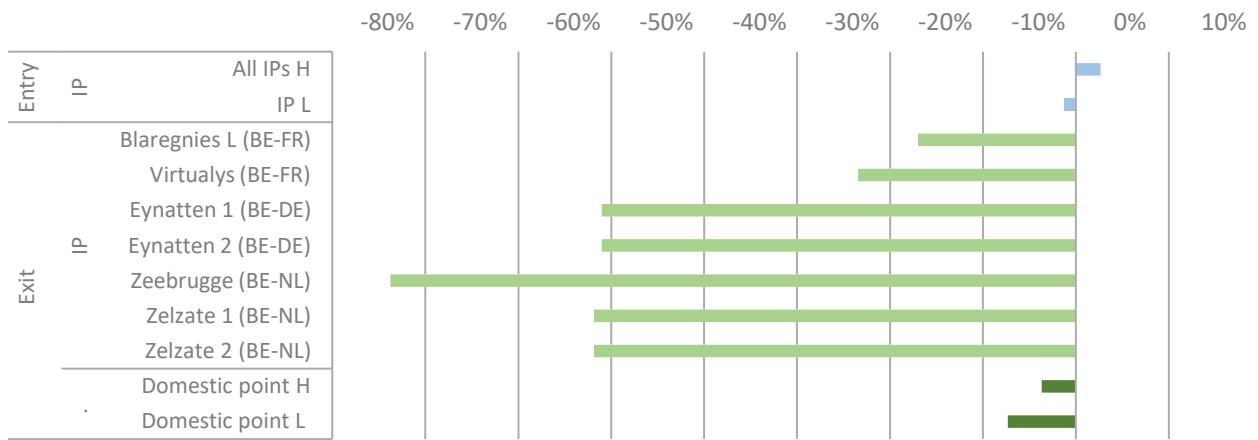
Как пояснялось выше, и с учетом того, что в этом анализе необходимо контролировать большее количество характеристик, Агентство добавляет для каждого странового анализа в качестве пояснительной записи следующие пункты:

- i. доходы от передачи изменений<sup>74</sup>,
- ii. изменение в соотношении вместимость-товарная разбивка
- iii. тарифный год, когда были рассчитаны первые тарифы на основе NC TAR, и предыдущий год (когда тарифы не были рассчитаны на основе NC TAR).

Агентство подчеркивает, что полная оценка методологии тарифообразования является лучшим способом понимания эволюции тарифов.

Следующие страны члены не могли быть включены в сравнение, так как они еще не опубликовали мотивированное решение в соответствии со Статьей 27(5) NC TAR, а также не могли предоставить тарифные значения, которые были бы достаточно стабильными и, следовательно, приемлемыми для данного анализа: BG, ES, FI, GB.

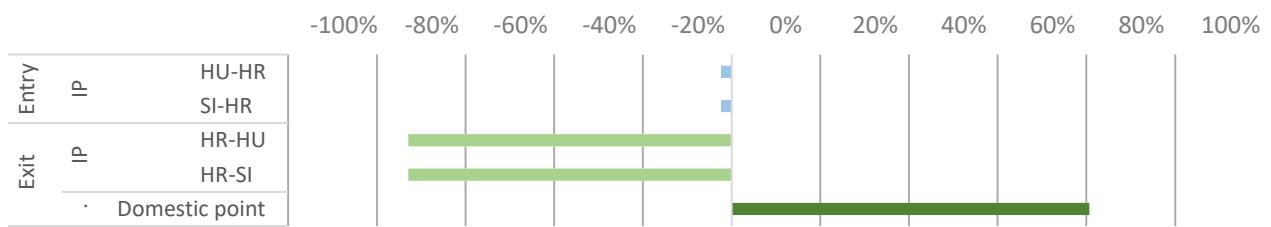
## 2. Бельгия, 2019 - 2020



(333) Изменение в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: -8.2%. Данные факторы изменения в сверке регуляторного счета по тарифам, применяемым на период до 2020 г..

Разделение мощностей на товары изменилось с 95% - 5% (2019 г.) до 97% - 3% (2020 г.).

### 3. Хорватия, 2020 - 2021



(335) В 2020 году от СПГ не поступает. В 2021 году входной тариф на ввод СПГ составляет 4,98 евро/кВт·ч/г.

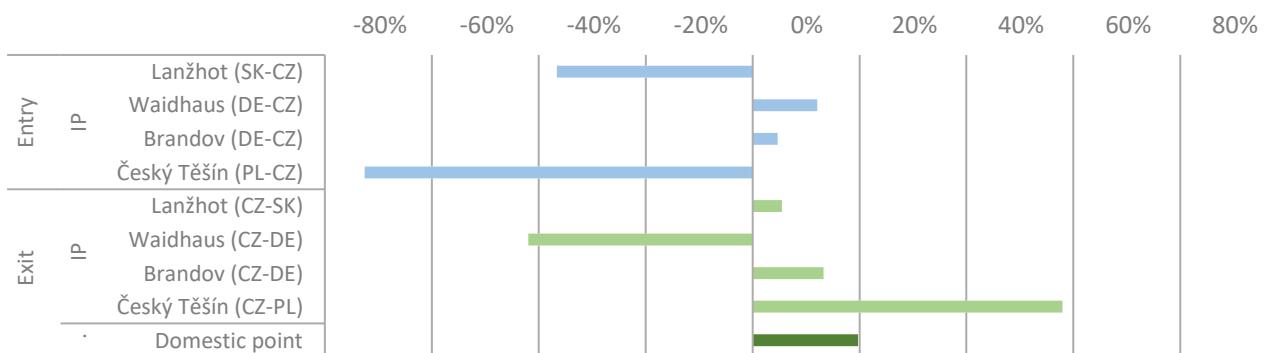
---

74 В некоторых случаях сообщается только об изменении разрешенного или целевого дохода. Доходы от передачи включают в себя мощности и, в соответствующих случаях, доходы от сырьевых товаров.

Изменение в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: 2.37%.

Изменение разделения мощности на товарную продукцию с 90% - 10% (2019 г.) до 100% тарифов на мощность (2020 г.).

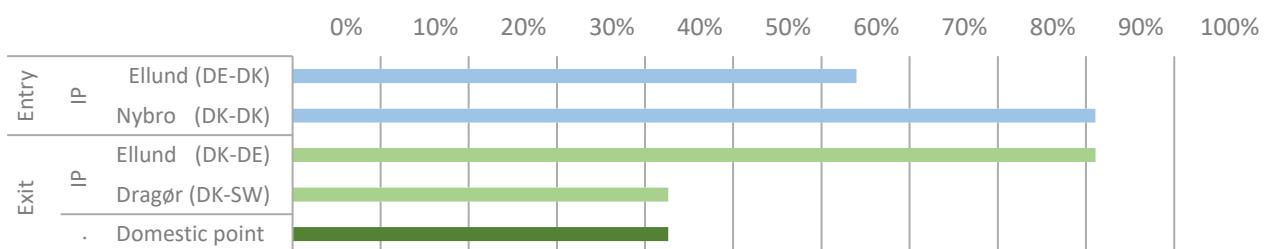
#### 4. Чехия, 2019 - 2020



(338) Изменение разрешенных/целевых доходов: 46.89%.

Разделение мощностей и товаров изменилось с 97% - 3% (2019 г.) до 93% - 7% (2020 г.).

#### 5. Дания, 2019 - 2020



(340) Изменение общей базы затрат: 10%.

Разбивка мощностей по товарам изменилась с 49,6% - 50,4% (2019 г.) до 70% - 30% (2020 г.).

#### 6. Эстония, 2018 - 2020

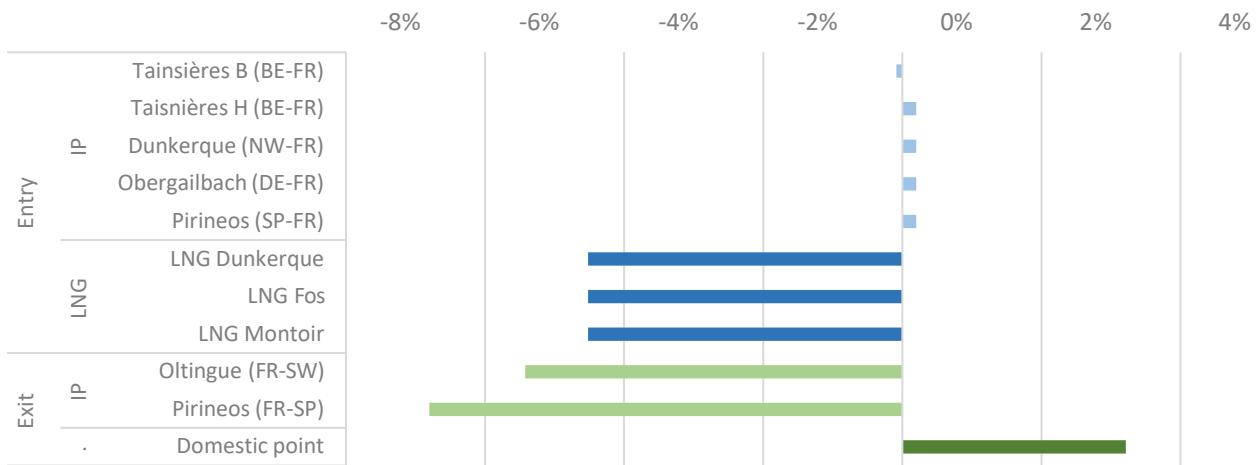
До 1 января 2020 года действовали только товарные тарифы на выезд на внутреннем рынке и тарифы на IP с RU и LV. Тариф 2019 года Цена выхода в RU составляла 0.035 евро/МВт·ч, а тариф для внутренних точек выхода - 2.461 евро/МВт·ч.

Начиная с 1 января 2020 года, NRA применяет тарифы на пропускную способность в пунктах выхода в RU с RU (Нарва, Вярска и Лухамаа). Агентство не смогло подтвердить, основываются ли тарифы в точках выхода на внутреннем рынке на пропускной способности. Тариф выхода в RU составляет 0,00652 евро/МВт·ч, а тариф выхода на внутреннем рынке - 0,05552 евро/МВт·ч.

Тарифы на IP в зоне FINESTLAT установлены на ноль (Paldiski-Inkoo EE-FI и Karksi EE-LV).

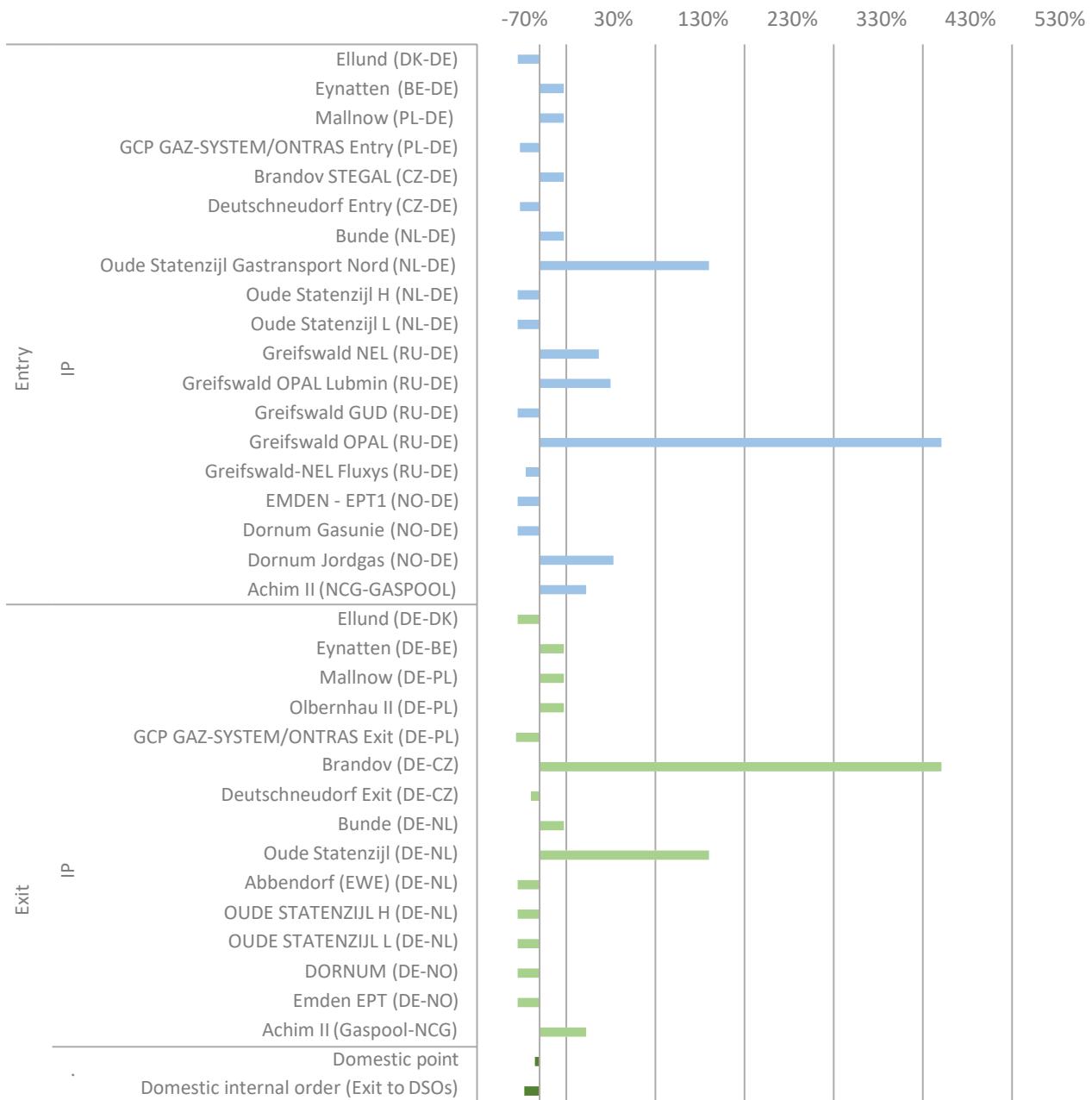
Изменение разрешенного/целевого дохода: 74%.

## 7. Франция, 2019 - 2020



(346) варьировать в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: -1.63%.  
Никаких изменений в разделении мощности на товары (100% тарифы на мощность).

## 8. Германия (Гаспул), 2019 - 2020

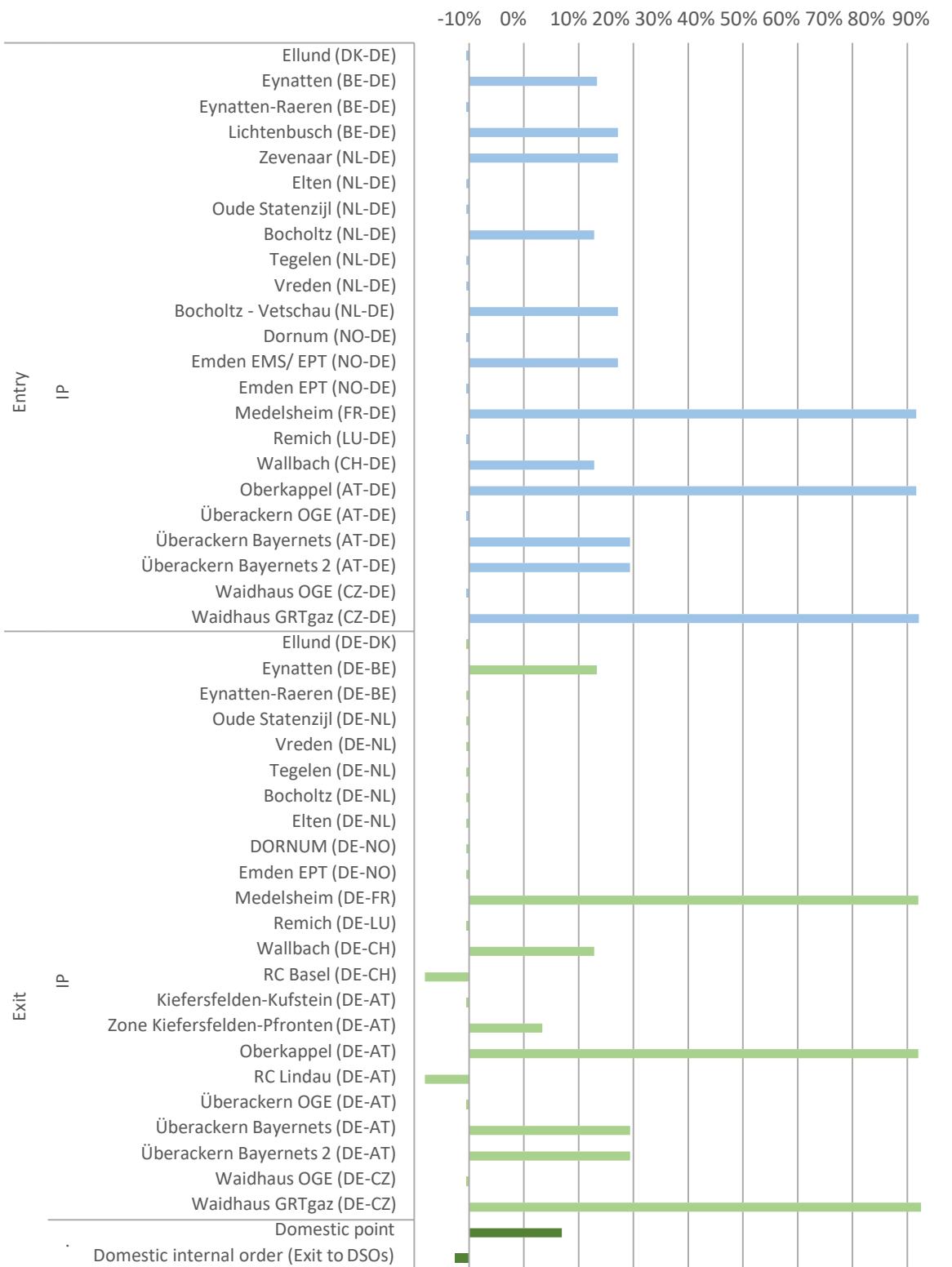


(348)

Изменение совокупного разрешенного/целевого дохода: 29,20%.

Никаких изменений в разделении мощности на товары (100% тарифы на мощность).

## 9. Германия (NCG), 2019 - 2020

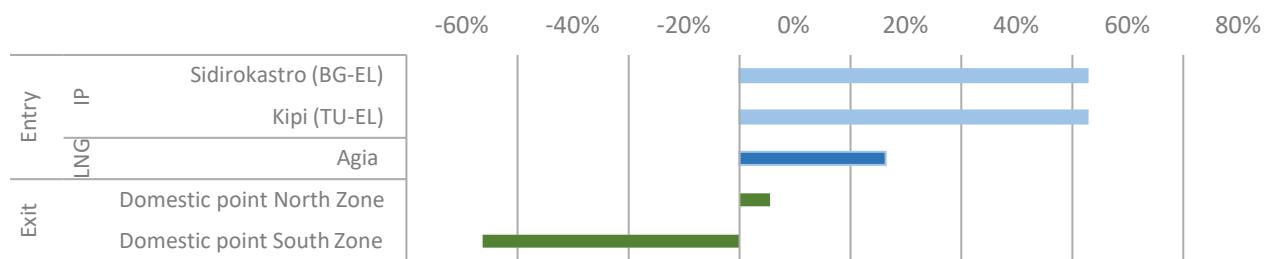


(350)

Изменение совокупного разрешенного/целевого дохода всех TSO: 3.47 %.

Никаких изменений в разделении мощности на товары (100% тарифы на мощность).

## 10. Греция, 2019 - 2020



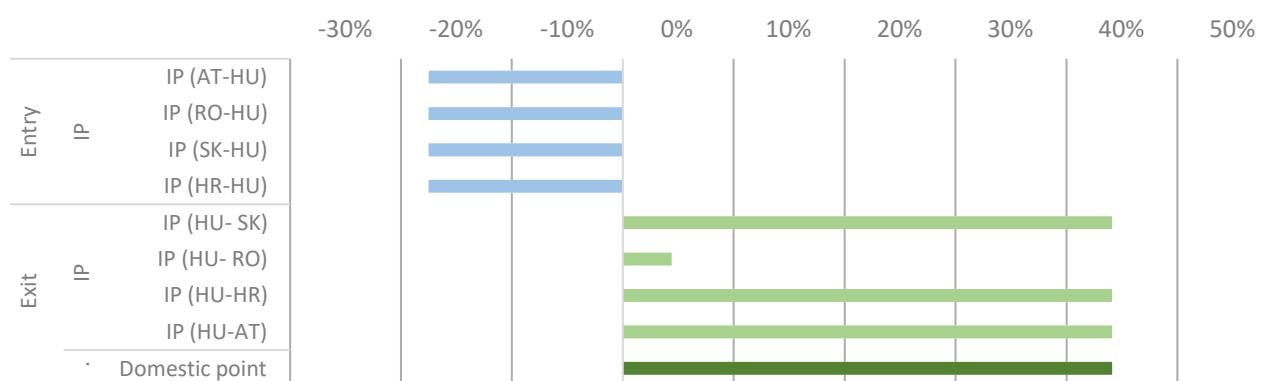
Изменения в RPM происходят в результате внедрения NC TAR. RPM, применяемая в 2020 году, была основана на двух кластерах для северной и южной зон.

RPM дополнительно выровняла точки входа в Сидирокастро и Кипи.

Изменение в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: -4.65%.

Изменение разделения мощностей по товарам с 80% - 20% (2019 г.) до 100% тарифов на мощность (2020 г.).

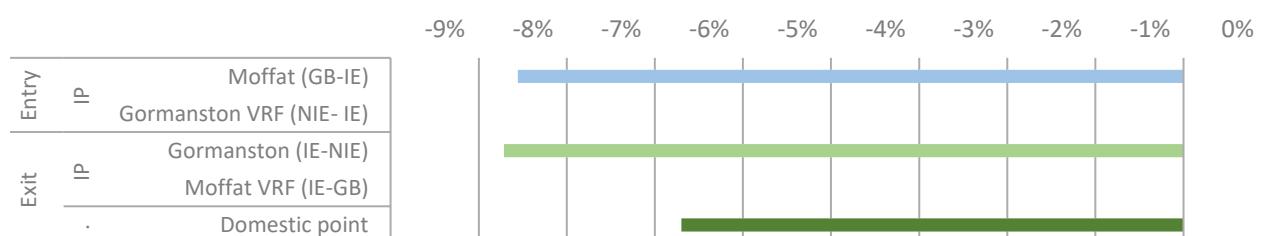
## 11. Венгрия, 2018/2019 - 2019/2020



(356) Изменение в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: 30%.

Разделение мощностей на товары изменилось с 90% - 10% (2019 г.) до 84% - 16% (2020 г.).

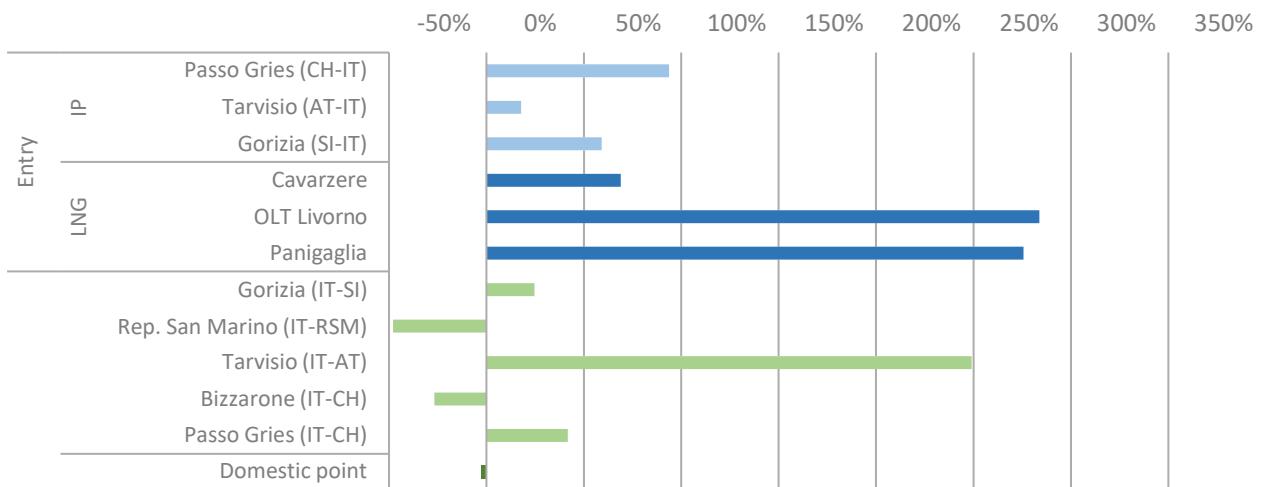
## 12. Ирландия, 2019 - 2020.



(358) В 2019 г. тариф был нулевым для IPs Gormanston VRF (вход) и Moffat VRF (выход). В 2020 г. тариф составлял 1,562 и 6,001 евро/кВтч/ч/г соответственно (2019 г.) до 84% - 16% (2020 г.).

Изменение в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: 2.39%.

### 13. Италия, 2019 - 2020



Для обеспечения значимого сравнения изменения в тарифах на внутренние выходы основаны на средневзвешенных показателях, рассчитанных на 2019 и 2020 годы, с учетом различных масштабов RPM и кластерного подхода. Средняя цена, которую платят отечественные потребители, определяется с учетом:

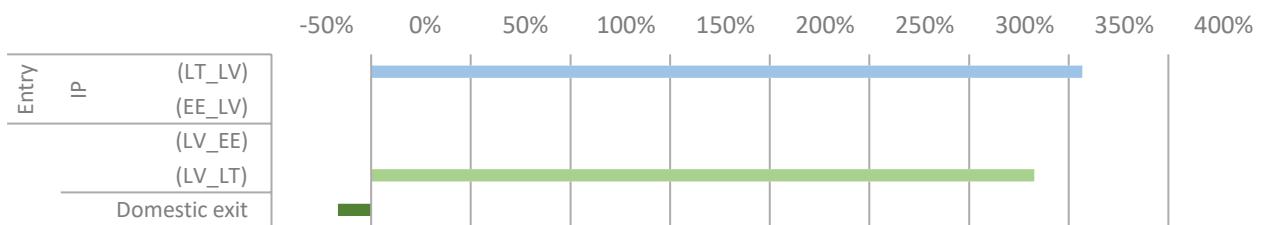
- За 2019 год: средние, в расчете на одну точку доставки, затраты, относимые к национальным точкам выхода сети (NOC - Северо-Запад, NOR - Северо-Восток, CEN - Центральная, SOR - Центрально-Юго-Восточная, SOC - Центрально-Юго-Западная, MER - Южная) и затраты, относимые к региональным точкам доставки сети;
- На 2020 г.: среднее значение тарифа на выезд из страны (который, учитывая различия в охвате RPM, включает в себя как расходы, приписываемые национальным, так и региональным сетям).

Изменение разрешенных/целевых доходов на услуги по передаче: 2.97%

Разделение мощностей и товаров изменилось с 84% - 16% (2019 г.) до 85% - 15% (2020 г.).

Значения в пунктах (362) и (363) были определены путем рассмотрения на 2019 год вопроса о монетизации количества газа, которое должно было быть предоставлено пользователями в натуральной форме. Начиная с 2020 года такой газ монетизируется и является частью доходов от товарной трансмиссии.

### 14. Латвия, 2019 - 2020



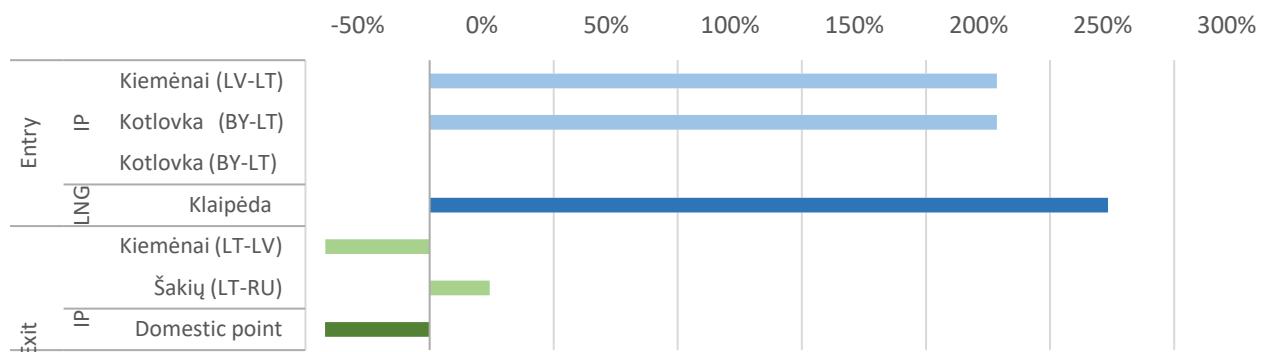
В 2019 г. на IP с EE действовали следующие тарифы (в 2020 г. тарифы с EE и на EE равны нулю):

- Вход с EE: 0,001302113 евро/кВтч/ч/г,
- Выход в EE: 0,001374713 евро/кВтч/ч/г.

Изменение в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: -13.52%.

Разделение мощностей и товаров изменилось с 95/5 (2019) до 91/9 (2020).

15. Литва, 2019 - 2020.

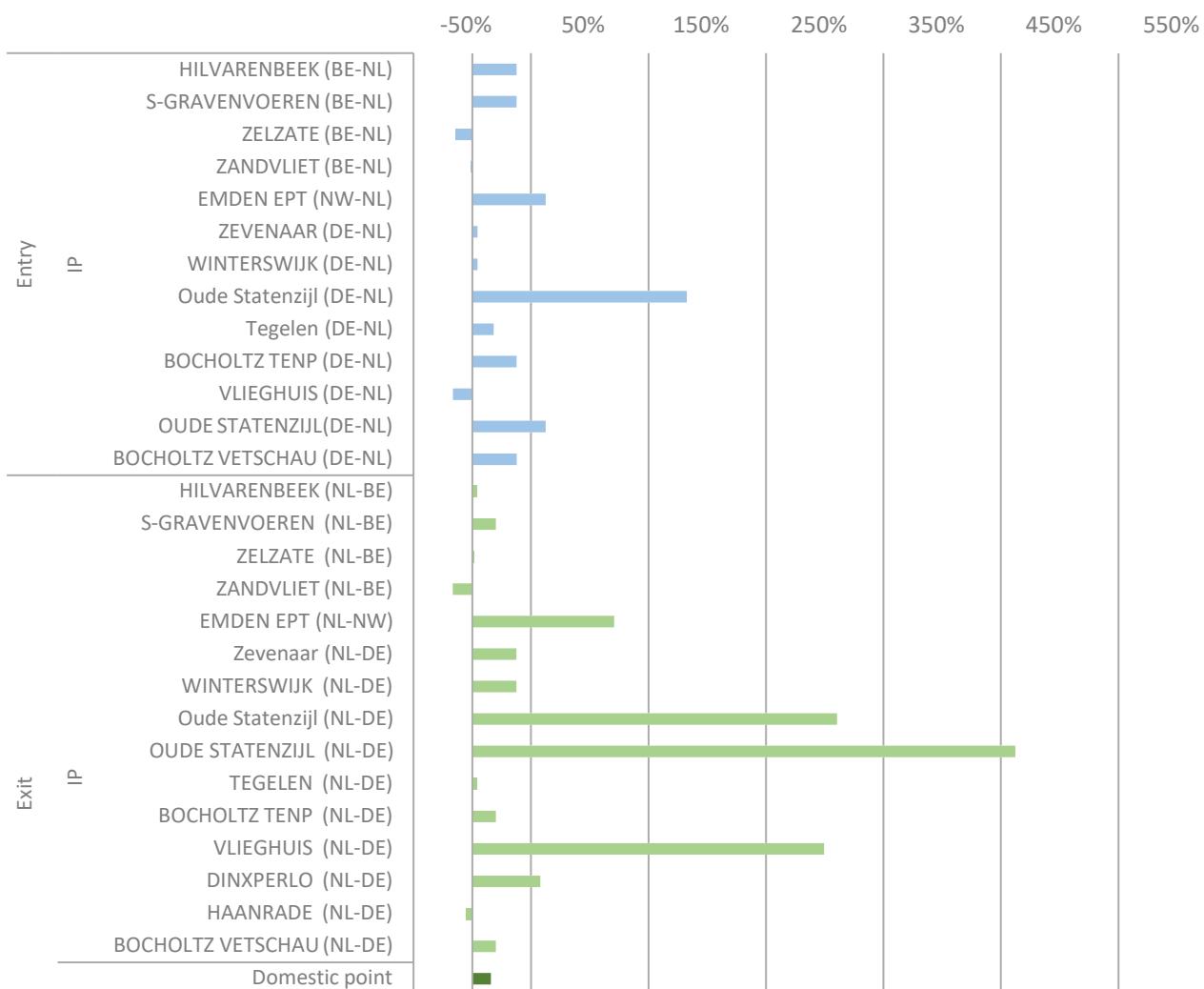


- (368) Тариф в точке входа в Котловку (BY-LT) применяется только для продукции с ограниченной мощностью. Данный тариф не применялся в 2019 году, а в 2020 году он установлен на уровне 863,04 евро/МВтч/ч/год.

Изменение в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: -15.46%.

Разбивка мощностей по товарам и услугам изменилась с 71% - 29% (2019 г.) до 90% - 10% (2020 г.).

## 16. Нидерланды, 2019 - 2020

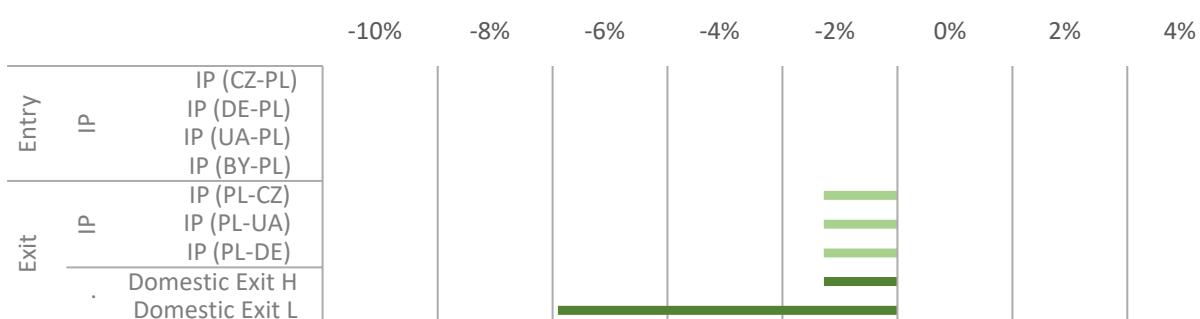


Тариф для внутренних пунктов выезда в 2019 году рассчитывается как среднее арифметическое всех внутренних пунктов выезда (1,96 евро/кВтч/ч/г). Тарифы для VIP 2019 года являются средневзвешенными.

Изменение разрешенного/целевого дохода за услуги по передаче: 3.34%

Никаких изменений в разделении мощности на товары (100% тарифы на мощность).

## 17. Польша, 2019 - 2020

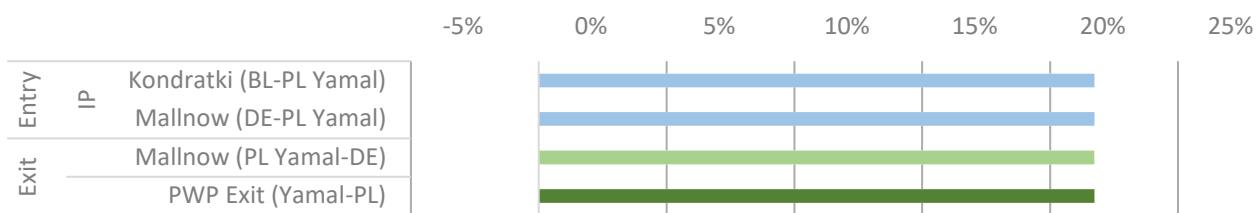


Цена тарифа СПГ на 2019 и 2020 годы составляет 0, так как применяется 100% скидка (это только входной тариф в систему без учета затрат на регазификацию СПГ).

Изменение разрешенного/целевого дохода: 2,71%.

Изменение мощности - товарное разделение (100% тарифы на мощность).

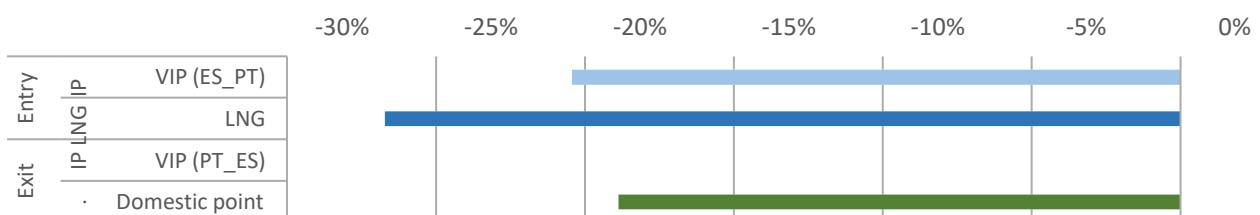
#### 18. Польша Ямал, 2019 - 2020



Изменение индикативного разрешенного/целевого дохода: 20.51%.

Изменение мощности - товарное разделение (100% тарифы на мощность).

#### 19. Португалия, 2018/2019 - 2019/2020

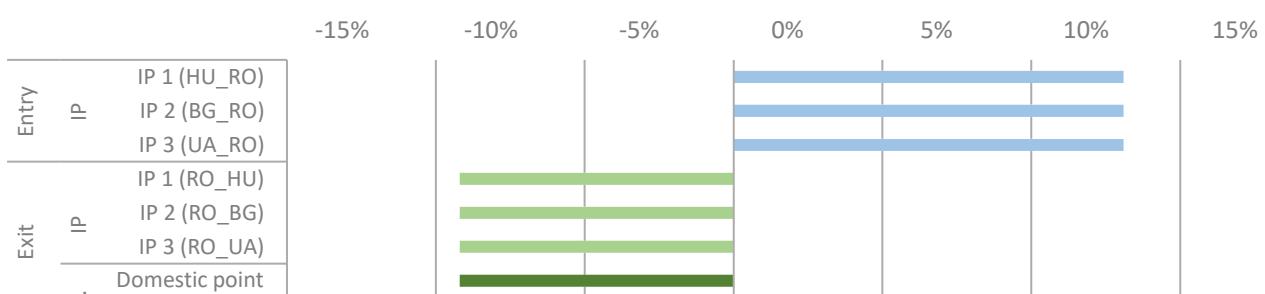


Тарифная цена точки выхода VIP (PT\_ES) в тарифном периоде 2018/2019 была равна нулю. Эти данные за 2019/2020 гг. составляют 0,51 евро/кВтч/ч/г.

Изменение разрешенных/целевых доходов за услуги по передаче: -21.16%.

Мощность - товарное разделение изменилось с 99% - 1% (2018/2019) до 100% - 0% (2019/2020).

#### 20. Румыния, 2018/2019 - 2019/2020

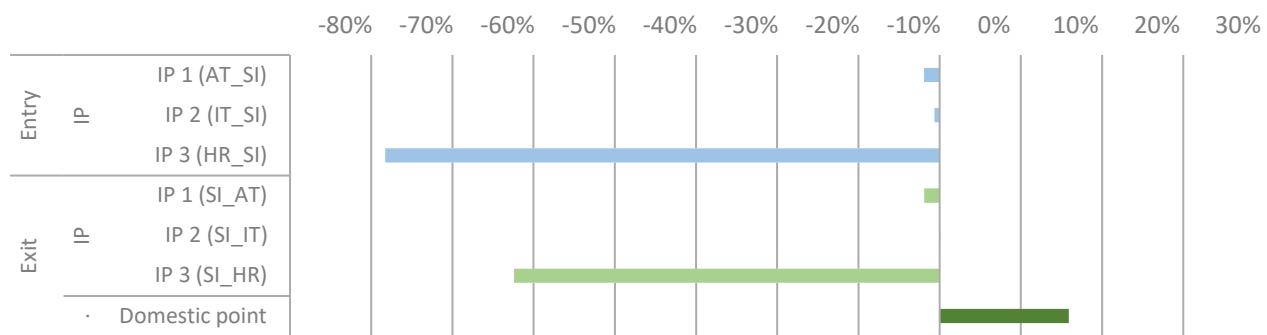


(382)

Изменение разрешенного/целевого дохода: 18,52%.

Мощность - товарное разделение изменилось с 70% - 30% (2019 г.) до 75% - 15% (2020 г.).

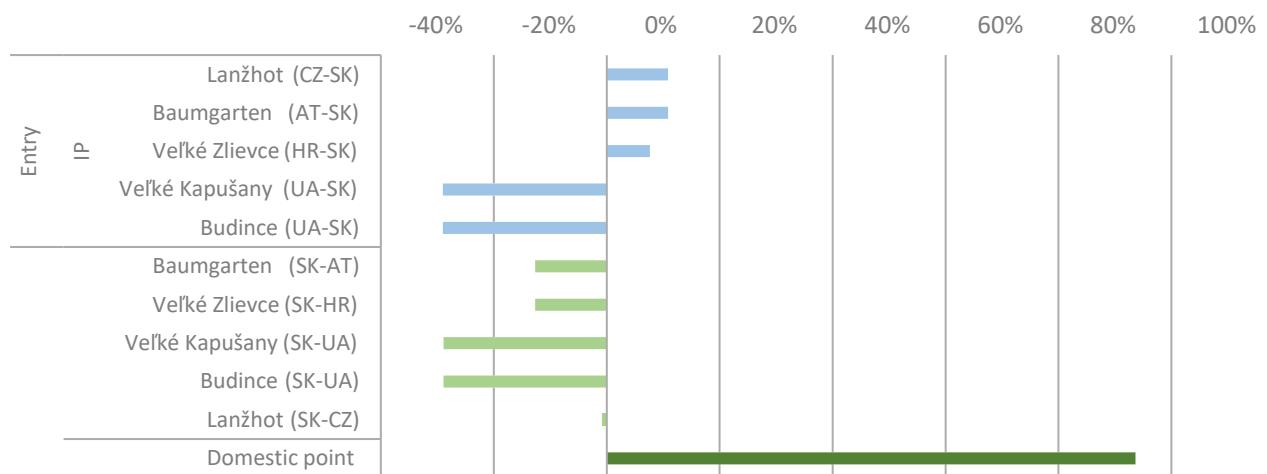
## 21. Словения, 2019 - 2020



(384) Изменение в разрешенных/целевых доходах от услуг по передаче: 3.83%.

Мощность - товарное разделение изменилось с 94% - 6% (2019 г.) до 95% - 5% (2020 г.).

## 22. Словакия, 2018 - 2022



Период регулирования продлится до 2021 года. В 2018 году доход TSO составил около 760 млн. евро. Методика расчета доходов TSO изменится в 2022 году. Целевая сумма доходов на 2022 год оценивается в 768,1 млн. евро.

Мощность - товарное разделение 72% - 28% (2022 г.).

Приложение II: Обзор сроков проведения заключительной консультации и мотивированного решения по каждому государству-члену

СЧ	Начало консультаций	Завершение консультации	ACER Публикация отчёта	NRA Решение
NL	5 Mar 2018	28 May 2018	27 Jul 2018	10 Dec 2018
SE	30 Apr 2018	30 Jun 2018	30 Aug 2018	13 Dec 2018
RO	1 May 2018	14 Sep 2018	14 Nov 2018	15 Mar 2019
NI	30 Jun 2018	30 Aug 2018	23 Oct 2018	17 Dec 2018
DK	15 Aug 2018	16 Nov 2018	14 Dec 2018	31 May 2019
PT	17 Aug 2018	17 Oct 2018	14 Dec 2018	18 Mar 2019
PL	28 Aug 2018	31 Oct 2018	14 Dec 2018	29 Mar 2019
PL (Yamal)	28 Aug 2018	31 Oct 2018	14 Dec 2018	29 Mar 2019
SI	31 Aug 2018	31 Oct 2018	14 Dec 2018	29 Mar 2019
CZ	1 Oct 2018	31 Dec 2018	28 Feb 2019	27 May 2019
IUK	4 Oct 2018	3 Nov 2018	3 Jan 2019	BE: 28 Mar 2019 UK: 3 Apr 2019
BE	8 Oct 2018	7 Dec 2018	7 Feb 2019	7 May 2019
EL	10 Oct 2018	11 Dec 2018	28 Mar 2019	30 May 2019
IT	16 Oct 2018	17 Dec 2018	14 Feb 2019	28 Mar 2019
DE	17 Oct 2018	17 Dec 2018	15 Feb 2019	29 Mar 2019
HU	31 Oct 2018	15 Jan 2019	15 Mar 2019	6 Jun 2019
SK	6 Nov 2018	6 Jan 2019	6 Mar 2019	29 May 2019
IE	11 Dec 2018	11 Feb 2019	10 Apr 2019	11 Jun 2019
HR	18 Dec 2018	18 Feb 2019	17 Apr 2019	23 May 2019
BBL	25 Feb 2019	25 Mar 2019	24 May 2019	3 Jun 2019
LT	5 Mar 2019	6 May 2019	4 Jul 2019	10 Oct 2019
EE	27 May 2019	26 Jun 2019	26 Sep 2019	30 Sep 2019
FR	23 Jul 2019	5 Oct 2019	4 Dec 2019	-
LV	9 Aug 2019	9 Oct 2019	7 Dec 2019	18 Dec 2019
AT	8 Nov 2019	8 Jan 2020	6 Mar 2020	-
BG	12 Dec 2019	12 Feb 2020	-	-
GB	23 Dec 2019	24 Feb 2020		
ES	12 Feb 2020	13 Apr 2020	-	-
DE	16 March 2020			
FI	1 April 2020			

Приложение III: Обзор применяемых методологий в разбивке по государствам-членам

СЧ	Выбор RPM	E/E развивка	Корректировки	Скидки	Плата за непередачу	Товарные тарифы
Austria	Виртуальная точка (b)	19.11/80. 89	No	Скидки в/из пунктов хранения: 50%	No	No
Belgium	CWD	33/67	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Уравнивание:</li> <li>• все входные данные</li> <li>• внутренние выходы</li> </ul>	<p>Скидка за прерывную мощность: 20%.</p> <p>100% скидка до и 50% от пунктов хранения</p>	<p>Непередача: 20% от разрешенной выручки.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• - снижение давления</li> <li>• - Одоризация</li> <li>• - Качественное преобразование</li> <li>• - Оптические волокна вдоль трубопроводов,</li> <li>• - Zeeplatform-услуги</li> <li>• - центральные службы</li> </ul>	<p>местимость-товар:</p> <p>95-5 Потоковая зарядка</p>
Czech Republi c	CWD	18.8/81.2	Уравнивание: внутренних точек Масштабирование всех точек входа и всех точек выхода.	Скидка за вычетом расходов на прерывную мощность. Скидки в/из пунктов хранения: 70%.	No	Вместимость- товарместимость:93-7 Поток-зарядка
Croatia	Почтовые расходы	60/40	<p>Уравнивание</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IP-адреса входа</li> <li>- Производство</li> <li>- Внутренние точки выхода</li> <li>• - IP-адреса выхода</li> </ul>	<p>Скидка за вычетом расходов на прерывную мощность.</p> <p>Скидка 90% на складские помещения и 100% на складские помещения. Скидки в пунктах въезда от СПГ: 15%.</p>	<p>Непередача: 0,4% от разрешенной выручки.</p> <p>Услуга подключения</p> <p>Нестандартные услуги.</p>	No
Denmark	Postage stamp	50/50	No	Discounts to/from storage points:100%	Non-transmission: 20% of allowed revenue. Emergency tariff at all domestic exits	Capacity-commodity: 70-30 Flow-based charge.
Estonia	Postage stamp	9/91	Сравнительный анализ на всех внешних точках входа в систему FinEstLat в следующих направлениях 142,77 EUR/MWh/d/y	No	No	No
France	CWD RPM сценарии потоков	34/66	Уравнивание	<p>Скидки на продукцию стандартной мощности для прерывистой мощности: франко-анте.</p> <p>Скидки в/из пунктов хранения: 80%</p>	Непередача: 54% от разрешенной выручки. Срок действия тарифа на хранение, оплачивается только отечественными потребителями.	No

<b>Germany</b>	Postage stamp	32/68 NCG Перерасчет всех входов и выходов точек	Скидка за прерывную вместимость	Непередача: 16, 5% (NCG), 17, 2% (GP) от разрешенной выручки.
		38/62 for GASPOOL сравнительного анализа	Скидки в/из пунктов хранения: 75%	No <ul style="list-style-type: none"><li>- Плата за конвертацию рыночной площади.</li><li>- Плата за биогаз</li><li>- Работа счетчика<ul style="list-style-type: none"><li>• - Альтернативная процедура номинации.</li></ul></li></ul>
<b>Greece</b>	CWD	50/50	Уравнивание - 2 кластера для точек выхода • - 2 кластера для входа	Скидка на пункты въезда от СПГ: 30%
<b>Hungary</b>	Postage stamp	40/60	перемасштабирование	местимость-товар: 100-0 (86% - 14% при подсчете CRRC - Старая возмещаемая разница, взимаемая на внутренних пунктах)  Непередача: 1, 2% от разрешенной выручки <ul style="list-style-type: none"><li>- Одоуризация</li><li>- Передача титула</li><li>- Информационные сервисы</li><li>- Балансировочные услуги<ul style="list-style-type: none"><li>• - Подключение к передаче</li></ul></li></ul> Вместимость-товар: 83-16 <ul style="list-style-type: none"><li>- Регулирование давления, использование собственного газа,</li><li>• - Прочие операционные расходы и разница в расчетах (усадка).</li></ul>

Ireland	Matrix RPM	33/67	Выравнивание внутренних тарифов на выезд	Скидка на скидки на виртуальный обратный поток СПГ.	Непередача:<0.01% разрешенной выручки Corrib Linkline. Заряд распространяется только на точку входа "Белланабой".	Вместимость-товар: 90-10. Поток (товар) заряда.
Italy	CWD	28/72	Уравнивание: - точек входа из хранилища; - точки выхода из хранилища, - внутренние выходы в пределах 15 км от национальной сети; - внутренние выходы в 15 км от национальной сети. Перепрофилирование	Скидки в/из пунктов хранения: 50%. Скидка за прерывную вместимость: 15%.	Непередача: 2% от разрешенной выручки. Плата за услугу учета (CMT), покрывающая расходы на снятие показаний счетчика и счетчика в сети передачи. Услуга замеров по счетам конечных пользователей (CMCF).	Вместимость-товар: 86-14 • Потоковый залог • - CRRC
Latvia	Postage stamp	17/83	Изменение масштаба бытовых выходов. Сравнительный анализ всех внешних точек входа в систему FinEstLat по параметрам 142,77 EUR/MWh/d/y	Скидки в/из пунктов хранения: 100%.	No	Вместимость-товар: 100-0
Lithuania	Postage stamp	73.3/26 .7	Уравнивание в точках входа Пересчет: Тарифы точки выхода на внутреннем рынке	Скидки в пунктах въезда от СПГ: 75%.	Непередача: 32% от разрешенной выручки	Пропускная способность-товар: 90-10 Потоковая плата во всех пунктах выезда (Кеменай, Шакяй и бытовой пункт)
Netherlands	Postage stamp	40/60	Перемасштабирование	Скидки в/из пунктов хранения: 60%.	No	No
Northern Ireland	Postage stamp commodity: 75-25	N.A. calculated	No ex-post	No	No	Capacity-Flow based charge
Poland	Postage stamp	45/55	Уравнивание: - Два IP-адреса (VIP-адреса)	Скидка за вычетом расходов на прерывную мощность. Скидки в/из пунктов хранения: 80%. Скидки в пунктах въезда от СПГ: 100%.	No	No
Portugal	Modified CWD	28/72	Уравнивание:	Скидки в/из пунктов хранения: 100%.	No	No

Внутренние/распределительные пункты Рескалинг						
Romania	Postage stamp	50/50	Перемасштабирование	Скидки в/из пунктов хранения 50%. Скидка за прерывную вместимость.	Услуги связи Дополнительные услуги по передаче	Вместимость-товар: 85-15.
Slovakia	Postage stamp	38/62	Benchmark	Скидка за прерывную мощность	No	Вместимость-товар: 72-28
Slovenia	Matrix	16/84	Перерасчет всех точек входа и выхода Сравнительный анализ	Скидка за вычетом расходов на прерывную мощность.	Непередача: 5% от разрешенной выручки. - Услуги замера • - Другие услуги	Capacity-commodity: 95-5. Flow based charge
Sweden	Postage stamp	0/100	No	No	Непередача: 13% от разрешенной выручки. - Плата за снижение давления - Административный штраф - Дополнительная площадь • - Плата за распределение мощности для летнего и зимнего периодов. Плата за распределение пропускной способности для ежедневного использования.	No
IUK	N.A.	N.A.		Скидка за прерывную мощность: 10%.	No	No
BBL	N.A.	N.A.		Скидка за прерывную мощность: 10%.	No	Потоковый заряд

Приложение IV: Перечень сокращений

<b>Сокращение</b>	<b>Определение</b>
<b>ACER, The Agency</b>	Агентство по сотрудничеству регулирующих органов в области энергетики
<b>CAA</b>	Оценка распределения расходов
<b>CAPEX</b>	Капитальные расходы
<b>CRRC</b>	Дополнительная плата за восстановление дохода
<b>CWD</b>	Взвешенный потенциал расстояния
<b>DSO</b>	Оператор системы дистрибуции
<b>EC</b>	Европейская комиссия
<b>ENTSOG</b>	Европейская сеть операторов систем передачи газа
<b>EU</b>	Евро союз
<b>GCA</b>	Газ Коннект Австрия
<b>GTS</b>	Транспортные услуги Gasunie
<b>IP</b>	Точка соединения
<b>ITO</b>	Независимый оператор передачи
<b>MACL</b>	Конверсионный сбор за рыночную площадь
<b>MS</b>	Государство (страна)-член
<b>NC BAL</b>	Регламент Комиссии (ЕС) № 312/2014 от 26 марта 2014 года об установлении Сетевого кодекса по балансировке газа в магистральных сетях ("NC BAL").
<b>NC TAR</b>	Регламент Комиссии (ЕС) 2017/460 от 16 марта 2017 года, устанавливающий сетевой кодекс по унифицированной структуре тарифов на транспортировку газа
<b>NCG</b>	NetConnect Германия
<b>NRA</b>	Национальный регулирующий орган
<b>OPEX</b>	Оперативные расходы
<b>PtG</b>	Энергетика – газ
<b>RAB</b>	Регулируемая база активов
<b>RAB</b>	База регулируемых активов
<b>RPM</b>	Методология референтных цен
<b>TAG</b>	Транс-Австрия Gasleitung
<b>TPA</b>	Third party access
<b>TSO</b>	Оператор системы передачи
<b>VIP</b>	Виртуальная точка соединения
<b>VPB</b>	Виртуальный точечный вариант методологии В
<b>WQA</b>	Услуга по адаптации качества Wobbe



**Дата публикации:** 06/04/2020

**Название документа:** Внутренний газовый рынок Европы: Роль тарифов на транспортировку газа

We appreciate your feedback



Please click on the icon to take a 5' online survey and provide  
your feedback about this document

Share this document

