

Резюме на постъпилите коментари във връзка с Консултация по чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460

Във връзка с проведена окончателна консултация от Булгартрансгаз по чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ с продължителност два месеца и с краен срок 12.02.2020 г., е постъпило едно становище на ползвател на газопреносната система.

В изпълнение на изисквания на Регламент (ЕС) 2017/460 в рамките на един месец след края на консултацията, Булгартрансгаз изготвя резюме на постъпилите становища по консултацията.

По отношение на Проект за изменение на Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Проекта на методика), ползвателя изразява позиция, че параграф § 3 и параграф § 5 от Предходните и заключителни разпоредби противоречи на чл. 13 от Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ. Разпоредбата на Регламента изисква тарифите или методиките, прилагани за тяхното изчисление, които операторите на преносните системи прилагат и които се одобряват от регулаторните органи, да се прилагат по недискриминационен начин, като методиките трябва да се прилагат еднакво за всички ползватели на газопреносната система в съответната държава членка.

Дружеството изказва съмнения че § 3 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) на Проекта на Методиката отговаря на разпоредбите на Регламент (ЕО) № 715/2009, като дава възможност за различни ценови режими по отношение на сключените дългосрочни договори и въведения входно-изходен тарифен модел. Според ползвателя по този начин определянето на цени за достъп и пренос на природен газ се извършва само спрямо свободния капацитет от мрежата, без да предвижда възможност за предоставяне по същия ред на капацитета, резервиран по силата на действащите дългосрочни договори.

Във връзка с § 5 от ПЗР, позицията на дружеството е, че текста, влиза в противоречие с Регламент (ЕО) № 715/2009, тъй като допуска определяне на тарифи за пренос по силата на договори и след 3 септември 2011 г. Според ползвателя след посочената дата е забранено определянето на такси за пренос на природен газ по силата на дългосрочни договори.

Считаме, че твърденията са неоснователни.

Чл. 35 на Регламент (ЕС) 2017/460, който доразвива Регламент 715/2009 по отношение на приложимите тарифи за пренос на природен газ, допуска възможността договори, сключени преди влизането на съответните Регламенти в сила, да останат при договорените тарифни условия. От друга страна, съгласно чл. 25 на Регламент (ЕС) 2017/460 се допуска прилагането на фиксирани тарифи към части от газопреносна инфраструктура, за които е в сила алтернативен механизъм за разпределение на капацитет.

От тази гледна точка, сключените дългосрочни договори включително и договори, сключени вследствие прилагането на алтернативен механизъм за разпределение, могат да имат различен ценови режим от въведената входно-изходна тарифна система, което

не е в разрез с тарифната регулация, както и не може да се говори за дискриминационно отношение.

Ползвателя изказва мнение, че смяната на входната точка по Договора за транзит на природен газ към Турция, Гърция и Северна Македония, има като краен резултат редуциране на общия приход от преноса на тези обеми. Ползвателя предполага, че при транзитирането на въпросните обеми е действала клауза „ship-or-pay“, поради което намаляването на приходите е пряк резултат от доброволния отказ на оператора на газопреносната мрежа от прилагането на клаузата. Тезата на ползвателя е, че не би следвало отказа на този приход да се възстановява от всички останали ползватели, респективно техните клиенти, въз основа на реда, установен в Методиката. Въз основа на това си разбиране е предложило в изменената Методика да се включи текст, който да урежда забрана за оператора, в случаите когато доброволно се отказва от правото си по клауза „ship-or-pay“, да преразпределя този приход към другите ползватели на газопреносната система.

В случая общите приходи от транзитен пренос на природен газ по сключени дългосрочни договори не са намалени, а напротив са увеличени като в дългосрочен план при прилагане на проекта на методика те биха се отразили благоприятно върху приложимите цени по въведения входно-изходен тарифен модел.

По отношение на Документа за окончателна консултация по чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ, ползвателя прави констатации, че при матричния метод капацитетните продукти за потребителите на природен газ от България с входна точка Странджа/Малкочлар и с изход „Изходна зона България“ са по-скъпи, отколкото при Методологията за капацитетно претеглено разстояние.

Считаме, че не може да се търси идентичност на конкретните изчислени референтни цени за разпределение на капацитет при двата метода, поради разликата в подхода при разпределението на разходите при Матричния метод и Методологията за капацитетно претеглено разстояние (CWD). Матричният метод в значително по-голяма степен отразява направените реални разходи в газопреносната инфраструктура. Би следвало да се отчете, че в Националната газопреносна мрежа са концентрирани значителни инвестиции, като за момента утилизацията на мрежата остава на сравнително не високо ниво.

Ползвателя отбелязва, че липсва обосновка за използваното съотношение за разпределение на необходимите приходи (85/15) между цената за достъп и цената за пренос и не е отчетена степента на развитие на българския газов пазар. Дружеството твърди, че световната практика е да се стартира с по-висок дял на компонента за пренос и постепенно да се намалява, за да достигане 100% цена за капацитет.

Трябва да се отбележи, че за разглежданата година съотношението на разпределение на необходимите приходи между цената за достъп и цената за пренос е (75,8/24,2). Оказаното в Документа на окончателната консултация съотношение (85/15) третира само общата компонента за пренос, като не включена технологичната компонента на

цената за пренос. Въпреки, че практиката на европейските оператори за пренос на природен газ показва стремеж цените да бъдат 100% капацитетно базирани, като компонента за пренос е по-скоро изключение и ако съществува тя отразява само променливите разходи, в консултацията сме се съобразили с изразеното мнение на заинтересованите страни при обсъжданията на новия тарифен модел, като предлагаме съотношение за разглежданата година от (75,8/24,2) на приходите, получавани от резервиране на капацитет и приходите, получавани от пренос.

В становището се подчертава, че липсва обосновка на предложеното съотношение на разпределението на необходимите приходи от цена за достъп по входни/изходни точки в съотношение 50:50, като предложението не отчита особеностите на българския пазар.

В предложението си Булгартрансгаз се е съобразило с добрата практика, като предлага базовото съотношение, въведено с Регламент (ЕС) 2017/460, според която приходите от цена за достъп на входни точки са равни на приходите от цена за достъп на изходни точки. Такова съотношението е справедливо по отношение на ползвателите, които вкарват и изкарват количества природен газ в газопреносната система.

Ползвателят, отбелязва, че изчислената индикативна цена за пренос, при отчитане на общата компонента за пренос и технологичната компонента за газова година 2020/2021 е по-висока от действащата за газова година 2019/2020 г.

Потвърждаваме отбелязаното, като правим уточнение, че увеличението се дължи на разликата в съотношенията на приходите, изплащани от цена за пренос и цена за достъп, както и различните необходими приходи, изчислени за двата тарифни периода.

Ползвателя повдига въпроса поради каква причина е предвидено увеличение на „Приходите, покривани от входно-изходната тарифна система“.

Представените в консултацията индикативните необходими приходи за газовата година 2020/2021 г. са с 16,19% по-високи от необходимите приходи за газовата година 2019/2020 г. Това увеличение се дължи основно на прогнозираната за регулаторният период 2020 – 2024 г. инвестиционна програма, както и на увеличение в прогнозните оперативни разходи, предимно вследствие на инфлационни процеси.