



ПРОЕКТ

РЕШЕНИЕ

**№ Ц -
от ...09.2017 г.**

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на ...09.2017 г., като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-1 от 26.01.2017 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД, с предложение за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за газова година 01.10.2017-30.09.2018 г., както и събраните данни от проведено на09.2017 г. обществено обсъждане и от становища на заинтересованите страни, установи следното:

Административното производство е образувано въз основа на постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-27 от 23.08.2017 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с предложение за утвърждаване на разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за газовата година 01.10.2017-30.09.2018 г.

Заявлението е подадено на основание чл. 24, ал. 3 във връзка с ал. 4 от Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс (Методиката, обн., ДВ, бр. 99 от 13.12.2016 г.).

Със Заповед № 3-Е-134 от 28.08.2017 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед и анализ на подаденото заявление и приложенията към него документи с оглед преценка на неговата обоснованост и съответствие с изискванията на Методиката.

След проверка на заявлението и приложенията към него с писмо с изх. № Е-15-45-27 от 28.08.2017 г. на Комисията, от дружеството е изискано да представи подробна информация относно основанието за въвеждане на тестови период и резултатите от провеждането му към момента.

С писмо с вх. № Е-15-45-27 от 30.08.2017 г. дружеството посочва, че на проведената среща на 4-5 април 2017 г. в София, с участието на представители на Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори (ACER), Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG), Европейската комисия, Министерството на енергетиката, КЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД и заинтересованите страни, е прието като заключение от срещата тестовият период да продължи до 01 октомври 2017 г., а финансовото изчистване на предизвиканите дисбаланси да започне от 01.10.2017 г., едновременно с въвеждането на входно-изходния тарифен модел и с началото на новата газова година. Заявителят обосновава въвеждането на тестовия период с нужда от време за адаптация на мрежовите ползватели към изцяло нов начин на изчистване на дисбаланси, период за плавен преход към въвеждане на такси за дисбаланс, необходимост от време за оптимизация на балансовите портфолия на ползвателите, и търсене на източници на гъвкавост при заявяване на количества с цел коригиране на дисбаланси. Тестовият период, използван от „Булгартрансгаз“ ЕАД е и с оглед тестване на софтуерен продукт (CDP), посредством който се извършва подаване на заявки и коригиращи заявки, разпределение на количества, определяне на балансови позиции, и предоставяне на информация за такса дисбаланс. От началото на годината заявителят е извършил редица дейности по усъвършенстване на функционалностите на CDP, подобряване и

разработване на допълнителни модули, обезпечаващи правилното изпълнение на новия режим на балансиране.

Според дружеството при анализа на генерираните дневни дисбаланси по време на тестовия период от ползватели на газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД могат да се открият два типа ползватели. Такива, които се стремят да балансират входящите и изходящи количества, като минимизират резултатните дневни дисбаланси и такива, предизвикващи големи дисбаланси, целенасочено използващи лайнпека на газопреносните мрежи за временно съхранение на природен газ. Втората група ползватели са основно ползватели с ограничен брой клиенти и пренасяни обеми природен газ, като в действията си са водени от липсата на таксуване на дневните дисбаланси през тестовия период и условията на сключените договори с крайни клиенти и доставчици на природен газ. Може да се приеме, че при въвеждането на реален режим на балансиране с финансово изчистване тези ползватели ще коригират поведението си, като ще се стремят да минимизират предизвиканите дневни дисбаланси.

Отчетените средни дневни дисбаланси за периода 01.05.2017-14.08.2017 г., част от обявения тестови период, за ползвателите от първата група са, както следва:

- за балансова зона „Национална газопреносна мрежа“, в абсолютен размер от 30 470 хил. м³, който като среднопретеглен процент от пренесените количества природен газ до изходни точки на балансовата зона представлява 3,27%;

- за балансова зона „Газопреносна мрежа за транзитен пренос“, в абсолютен размер от 882 хил. м³ природен газ, който като среднопретеглен процент от пренесените количества природен газ до изходни точки на балансовата зона представлява 9,90%.

Според дружеството може да бъде направен извод, че резултатите от теста са положителни, както за Оператора, така и за ползвателите, предвид оптимизирането на балансовите си портфолия и постоянно намаляващите генерирани дисбаланси. При въвеждането на финансов стимул под формата на такса за дисбаланс, се очаква подобряване на точността при подаването на оптимизирани заявки за пренос като следствие намаляване на реализираните средни дневни дисбаланси.

С писмо с изх. № Е-15-45-27 от 30.08.2017 г. от дружеството е изискано да представи обосновка относно 10% размер на малката корекция за газова година 01.10.2017 – 30.09.2018 г.

С писмо с вх. № Е-15-45-27 от 31.08.2017 г. дружеството е представило следната обосновка: „Малка корекция“ е поправка в цената на природния газ за балансиране, изразена в проценти от нея, прилагана с положителен или отрицателен знак в зависимост от знака на дисбаланса с цел определяне на дневните такси за дисбаланс. Малката корекция се изразява в проценти от цената на природния газ за балансиране и е в рамките от 3% до 10%. Всяка газова година размерът на малката корекция може да бъде променен след одобрение от КЕВР по обосновано предложение на балансьора. Първият период на ефективно прилагане на новия режим на балансиране ще бъде предстоящата газова година 2017/2018 г. Въпреки проведените тестове на режима на балансиране към настоящия момент не може да се определи със сигурност поведението на мрежовите ползватели при реално прилагане на Методиката. Европейската практика показва, че при наличие на ликвиден пазар на природен газ, при който свободно може да се купят и продават достатъчно големи обеми природен газ на цени определени от пазара, мрежовите ползватели се стремят да минимизират своите дневни дисбаланси дори при малки отклонения от средната пазарна за деня цена на обявените от балансьора цени, по които се изчистват дневните дисбаланси. Подобен механизъм е заложен в Методиката, като следва да се прилага при наличие на ликвиден пазар и ежедневна търговия с природен газ в определени обеми. Съгласно Методиката до настъпването на този момент като заместител на средната пазарна цена е определена цената, по която обществения доставчик продава природен газ на крайни снабдителите и на клиенти присъединени към газопреносните мрежи без включена цена за достъп и пренос по газопреносна мрежа.

Административното определяне на референтна цена на природния газ съгласно чл. 12 ал. 2, т. 2 от Методиката (цената на обществения доставчик без включени цени за достъп и пренос

по газопреносна мрежа) и възможността върху нея да влияят фактори, отклоняващи я от пазарната, като включване при нейното определяне на недовзет/надвзет приход от предходен период, специфични условия по договорите, по които Общественият доставчик купува природен газ за доставка, води до риск от умишлено изпадане в дисбаланс на недобросъвестни ползватели на газопреносните мрежи, собственост на дружеството. По този начин при определени обеми на кумулативни дисбаланси може да доведе до въвеждане на ограничения в преноса, с цел запазване целостта на газопреносната система. Такъв вид поведение от определени ползватели е наблюдавано при проведените тестове на новия режим на балансиране. Основното възможно противодействие на този етап е запазване на стойността на малката корекция на относително високи нива. От тази гледна точка, както и при липсата на данни към момента за възникнали дисбаланси и суми по месечните сетълменти на дисбаланси при реално прилагане на Методиката води до избора за запазване на първоначално определената стойност на малката корекция на 10%. След извършване на анализ на база на отчетни данни за следващия ценови период (газовата година 2018/2019), размерът на малката корекция може да бъде преразгледан и предложен от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване от КЕВР.

След преглед и анализ на постъпилото заявление и приложените към него данни и документи, се установи следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за осъществяване на дейността „пренос на природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос“, лицензия № Л-214-06 от 29.11.2009 г. за осъществяване на дейността „пренос на природен газ по национална газопреносна мрежа“ и лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за осъществяване на дейността „съхранение на природен газ“ за територията на Република България, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

С решение № Ц - 3 от 14.03.2017 г. КЕВР е утвърдила, считано от 01.05.2017 г., разходна компонента на цената на природния газ за балансиране на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 0.9087 лв./MWh.

На основание чл. 188 и чл. 189 от Закона за енергетиката (ЗЕ), Правилата за търговия с природен газ и Правилата за балансиране на пазара на природен газ операторът на газопреносна мрежа има функциите на балансатор и организира балансирането на пазара на природен газ. Балансаторът сключва сделки за покупка и продажба на природен газ за балансиране с ползвателите на мрежата по цени, определени по Методиката.

Съгласно чл. 24, ал. 2 и ал. 3 от Методиката, балансаторът изчислява разходната компонента на цената на природния газ за балансиране и предлага нейната стойност за утвърждаване от КЕВР. По силата на чл. 24, ал. 4 от Методиката в срок не по-кратък от 55 дни преди началото на всяка газова година балансаторът внася в КЕВР предложението със заявление, към което прилага писмена обосновка и доказателства за отделните разходи и за връзката им с изпълнението на дейността балансиране, както и други данни, които балансаторът счита за необходимо да представи в подкрепа на подаденото заявление или изискани от КЕВР. „Булгартрансгаз“ ЕАД не е спазило срока по чл. 24, ал. 4 от Методиката.

Със заявление с вх. № Е-15-45-27 от 23.08.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване разходна компонента на цената на природния газ за газовата година 01.10.2017-30.09.2018 г. в размер на 0,78 лв./MWh.

Приложен е препис-извлечение от Протокол УС № 225 от 23.08.2017 г. от присъствено заседание на Управителния съвет (УС) на дружеството, видно от който УС е взел решение, с което по т. 1.1. и т. 1.2. е одобрил за газова година 01.10.2017 г. – 30.09.2018 г. размер на толеранса от 5% и размер на малката корекция от 10% върху определената в съответствие с чл. 12 от Методиката цена на природния газ за балансиране. По т.1.3. от решението на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД е приет и проекта на заявление за утвърждаване на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране за газова година 01.10.2017-30.09.2018 г. Към заявлението са приложени: справки и цифров модел за образуване на разходната

компонента на цената на природния газ за балансиране; писмена обосновка на предложената норма на възвращаемост на капитала, както и обосновка на параметрите, формиращи разходната компонента, и документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Съгласно чл. 12 от Методиката, цената на природния газ за балансиране представлява сбор на референтната цена на природния газ и разходната компонента на цената на природния газ за балансиране. Разходната компонента на дневната такса дисбаланс се определя съгласно формулата, съдържаща се в чл. 13 от Методиката, въз основа на необходими годишни приходи за дейността балансиране, годишно прехвърлена сума от сметката за неутралност при балансиране и очакван сумарен годишен дисбаланс, общо за всички балансови зони.

Необходимите годишни приходи се изчисляват съгласно формулата по чл. 14 от Методиката, въз основа на прогнозни оперативни годишни разходи за дейността балансиране на природен газ за годината на определяне; разходи за амортизация на активите, с които се извършва дейността балансиране, отчетени за предходната отчетна година; база на възвращаемост и норма на възвращаемост на капитала.

Предложеният размер на разходната компонентна на цената на природния газ за балансиране за газовата година 01.10.2017-30.09.2018 г. е изчислен от балансъора при следните параметри:

I. Необходими годишни приходи за дейността балансиране:

1. Прогнозни оперативни годишни разходи за дейността балансиране (ОПР)

Във връзка с дейността балансиране „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че за газовата година 2017-2018 г. ще осъществява дейности по физическо и търговско балансиране, свързани основно с: получаване на заявки от ползватели на газопреносните мрежи и тяхното обработване; комуникация с оператори на газопреносни мрежи на съседни държави; потвърждаване на заявките; постоянно наблюдение на физическите характеристики на мрежите; вземане на решения относно промяна на режимните параметри в зависимост от сумарно заявените количества за пренос на входни и изходни точки на мрежите и текущите параметри на състоянието на газопреносната система; отчитане на данни от средствата за търговско измерване; разпределение на постъпилите количества природен газ за пренос на входни точки и предадени на изходни точки на мрежата на системата по ползватели; определяне на дневни дисбаланси и дължимите дневни такси за дисбаланс, както и месечен сетълмент на натрупаните дневни дисбаланси.

Дружеството е прогнозирано оперативните разходи на база данни за отчетените оперативни разходи по елементи за Централно управление – гр. София за 2016 г. и броя на персонала, който е определен да осъществява дейностите по физическо и търговско балансиране, а именно 17 служители от Главно диспечерско управление (ГДУ) към Централно управление (ЦУ) на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Към края на 2016 г. общият персонал, работещ в ЦУ на дружеството, е 279 човека. В тази връзка, оперативните разходи за дейността балансиране за газовата 2017-2018 г. са прогнозирани, като са приети равни на дела на относимите отчетени оперативни разходи за ЦУ през 2016 г., индексирани с прогнозен процент на инфлация за газовата 2017-2018 г., определен на база на съотношението между броя на персонала, осъществяващ дейността балансиране за газовата година и общият брой на персонала в ЦУ към края на 2016 г. Според дружеството очакваният процент на инфлация е прогнозиран в размер средно на 1,2% за газовата 2017-2018 г. спрямо базовата 2016 г. При прогнозирането е взет предвид прогнозен индекс на потребителските цени. Прогнозният размер съвпада с определения очакван размер на годишната инфлация в макроикономическата прогноза, изготвена от министерството на финансите на Република България за 2017 г. В същия документ посочената прогноза за средногодишната инфлация за 2018 г. е 1,3%.

В ОПР не са включени разходи за: проверка на уреди; вътрешнотръбни инспекции; наеми; съдебни разходи; разходи, свързани с технологията на преноса на природен газ; лицензионни такси и такси управление; акциз, разходи за загуби от обезценка, разходи за бъдещи периоди, разходи за данък върху печалбата, разходи за провизии, представителни

разходи и други по чл. 11, ал. 1 от Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Дружеството е представило различните групи разходи по икономически елементи за дейността по балансиране, ведно с обосновки за начина на формирането им. ОНР са прогнозираны, както следва:

Разходите за материали представляват 2% от прогнозираните оперативни годишни разходи и са в размер на (...) хил. лв., като включват разходи за: горива за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали, материали за текущо поддържане.

Разходите за външни услуги представляват 10% от прогнозираните оперативни годишни разходи и са в размер на (...) хил. лв., като включват: застраховки, пощенски разходи, телефони и абонаменти, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи за вода, отопление и осветление.

Разходите за ремонт са в размер на (...) хил. лв., което представлява 0,05% от предвидените оперативни годишни разходи.

Разходите за заплати и възнаграждения са в размер на (...) хил. лв., което представлява 41% от предвидените оперативни годишни разходи. Разходите за осигуровки са в размер на (...) хил. лв., което представлява 8% от предвидените оперативни годишни разходи. Социалните разходи са в размер на (...) хил. лв., което представлява 22% от предвидените оперативни годишни разходи. Разходите за персонал са определени въз основа на реалния персонал, предвиден да бъде зает в дейността балансиране за газовата 2017-2018 г. и средните разходи за персонал за ЦУ София, отчетени за базовата 2016 г.

Разходите за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ са прогнозираны в размер на (...) хил. лв. и представляват 10% от предвидените оперативни годишни разходи. Определеният размер на разходите за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ се базира на количествата природен газ за съхранение, необходим за физическо балансиране в ПГХ „Чирен“. При определяне на размера на тези разходи са взети предвид средномесечните прогнозни количества съхранен природен газ, необходими за физическо балансиране за газовата 2017-2018 г. в размер на 4400 хил. м³ природен газ, които са остойностени по действащата цена за съхранение на природен газ в размер на 2,49 лв. на месец за 1000 м³, утвърдена с Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. на Комисията.

Другите разходи са в размер на (...) хил. лв., което представлява 7% от предвидените оперативни годишни разходи и включват: охрана на труда, служебни карти и командировки, обучение на персонала, местни данъци и такси, разходи за участие в ЕМОПС за газ.

2. Разходи за амортизация на активите, с които се извършва дейността балансиране

Разходите за амортизация са прогнозираны за активите, използвани от персонала, който ще извършва дейността по балансиране. Общата стойност на разходите за амортизации е изчислена на (...) хил. лева, която е формирана при отчитане на годишните амортизационни отчисления на съответните активи за 2016 г.

3. База на възвръщаемост

В съответствие с чл. 15 от Методиката, в базата на възвръщаемост са включени балансовата стойност на активите, с които се извършва дейността балансиране (отчетна стойност минус натрупани към края на 2016 г. амортизационни отчисления) и необходимият оборотен капитал.

В тези активи са включени: компютърна и комуникационна техника (компютри и офис техника на персонала, осъществяващ дейността), други дълготрайни материални активи (специализирано офис оборудване, напр. видео стена за диспечерско наблюдение, климатична система) и офис мебели, както и дълготрайни нематериални активи (софтуер и програмно осигуряване за работата на персонала, зает с тази дейност). Балансовата стойност на дълготрайни материални активи, свързани с дейността е (...) хил. лв.

В групата на активите не са включени сгради и конструкции, както и активи, придобити за сметка на финансираня или по безвъзмезден начин.

Необходимият оборотен капитал е определен като 1/8 от оперативните парични разходи, включително разходите за закупуване на природен газ за физическо балансиране, съгласно чл. 16, ал. 5 от Методиката. Разходите за закупуване на природен газ за физическо балансиране са остойностени по действащата през III тримесечие на 2017 г. пределна цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, без включена такса пренос по газопреносната мрежа. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на (...) хил. лв.

С оглед горното, „Булгартрансгаз“ ЕАД е формирало база на възвръщаемост на стойност (...) хил. лв.

4. Норма на възвръщаемост на капитала

Съгласно чл. 17, ал. 1 от Методиката нормата на възвръщаемост на капитала се определя като норма преди данъчно облагане и е равна на среднопретеглената цена на капитала, изчислена за общия капитал на балансъора. По предложение на балансъора, КЕВР одобрява норма на възвръщаемост на собствения капитал или определя целева норма на възвръщаемост на капитала.

За оценка на цената на собствения капитал заявителят е използвал „Модел за оценка на капиталовите активи“ (МОКА). За изчислението на нормата на възвръщаемост на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало безлостовия коефициент β (power) за страните от Западна Европа в размер на 0.63 за 2017 г. по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran - Stern School of Business¹. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов същият запазва размера си 0.63 предвид капиталовата структура на дружеството и факта, че то не възнамерява да ползва привлечени средства. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8.40%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари в (5.69%) и премията за специфичния за държавата риск (2.71%) по актуализирани данни от месец януари 2017 г. от посочения по-горе сайт. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е изчислена по данни на Българската народна банка в размер на 1.8328%², като среднопретеглен ДЛП за 12-месечен период преди подаване на заявлението 01.08.2016 г. – 31.07.2017 г.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е изчислило и предложило среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,92% преди данъчно облагане, при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7,13%.

Предвид гореизложеното, възвръщаемостта, изчислена върху базата на възвръщаемост възлиза на (...) хил. лв.

II. Годишно прехвърлена сума от сметката за неутралност при балансиране

В предложението за изчисляване на разходната компонента балансърът не е включил корекция на база освобождаване на сметката за неутралност при балансиране. Периодът от 01.05.2017 до 30.09.2017 г. е определен от „Булгартрансгаз“ ЕАД като тестови, в който е запазен старият режим на балансиране (в натура), като определените такси за дисбаланс са съобщавани на мрежовите ползватели, но не са начислявани с цел адаптиране към новия режим. Във връзка с това не могат да се определят конкретни извършени разходи и получени приходи от дейността балансиране за тестовия период. Според заявителя не е възможно да се определи значението на сметката за неутралност при балансиране за тестовия период.

III. Сумарен годишен дисбаланс

Съгласно чл. 13 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е прогнозирано сумарно количество търговски годишен дисбаланс за двете балансови зони (зона „Национална

¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

² <http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/index.htm>

газопреносна мрежа“ и зона „Газопреносна мрежа за транзитен пренос“) в размер на 165 686 хил. м³ природен газ, равняващи се на 1 762 894 MWh, природен газ в енергийни единици. Това количество се равнява на 3,27% от предварителните прогнози за пренесени количества за газовата 2017-2018 г. за балансовата зона „Национална газопреносна мрежа“ и 9,40% за балансовата зона „Газопреносна мрежа за транзитен пренос“, извън количествата за пренос по дългосрочния договор за пренос между „Булгартрансгаз“ ЕАД и ООО „Газпром экспорт“. Определянето на прогнозните количества дисбаланс се базира на статистически анализ на отчетна информация за реализираните дневни дисбаланси за периода 01.05.2017 г. – 14.08.2017 г. В резултат на извършения анализ, отчетеният среден процент на абсолютните стойности на реализираните дневни дисбаланси, отнесени към разпределените количества на изходни точки на съответната балансова зона, е редуциран с 0,5% за всяка балансова зона поотделно. Редукцията е извършена от заявителя във връзка с очакваната оптимизация на реализираните дисбаланси от страна на мрежовите ползватели, свързана с реалното начисляване на такса дисбаланс от 01.10.2017 г.

За нуждите на образуването на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране е необходимо за определен период да се дефинира стойност на коефициент, който определя преобразуването на натурални единици природен газ (кубически метри) в енергийни (kWh). Като такъв в световната практика се е наложила горната специфична топлина на изгаряне (горна калоричност) на природния газ. Горната специфична топлина на изгаряне е количеството топлина, което се отделя при пълно изгаряне на единица количество газ във въздух по такъв начин, че налягането, при което се осъществява реакцията, остава постоянно и всички продукти от изгарянето са приведени към една и съща температура, като остават в газообразно състояние с изключение на водата, образувана по време на горенето.

За целите на определянето на разходната компонента на природния газ за балансиране дружеството е приложило средната за 12-месечен отчетен период от 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г., залежала в договорите за пренос и съхранение на природен газ стойност на горната калоричност на природния газ пренасян до изходни точки на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 10,64 kWh/m³ при базови параметри температура 293,15K (20 °C); налягане 0,101325 МПа и референтна температура на горене – 298,15K (25°C).

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-45-27 от 23.08.2017 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране в съответствие с изискванията на Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс. Аргументите на заявителя относно прогнозния размер на разходите, формиращи необходимите годишни приходи на разходната компонента са основателни. Предложената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена въз основа на актуални данни и в съответствие с Методиката, като цели осигуряване възможност на оператора на газопреносна мрежа да извършва задълженията си по дейността балансиране при спазване на принципа за неутралност.

Съгласно чл. 189, ал. 3 от ЗЕ, разходите на оператора на газопреносна мрежа за изпълнение на функциите по организиране на балансирането на пазара на природен газ в съответствие с Правилата за търговия с природен газ се признават за икономически обосновани разходи по чл. 31, т. 2 от ЗЕ. Прилагането на разходната компонента на цената на природния газ за балансиране ще стимулира ползвателите на територията на страната да балансират ефикасно балансовите си портфолиа и по този начин гарантира формирането на недискриминационни такси за дисбаланс за ползвателите на газопреносните мрежи, при условията на временни мерки съгласно Доклада за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Комисията от 26.03.2014 г. за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи, одобрен с Решение № ВМ-1 от 29.09.2015 г. на КЕВР.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 24, ал. 8 от Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. Утвърждава, считано от 01.10.2017 г., на „Булгартрансгаз“ ЕАД разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за газова година 01.10.2017-30.09.2018 г. в размер на 0,78 лв./MWh.

II. Елементите, формиращи разходната компонента на цената на природния газ за балансиране са, както следва:

- 1. Необходими годишни приходи за дейността балансиране – 1374 хил. лв.;**
- 2. Сумарен годишен дисбаланс –1 762 894 MWh;**
- 3. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,92%.**

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София-град в 14 (четирнадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА