



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



Вх. №...../.....2020 г.

ДО
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР

ДОКЛАД

от
дирекция „Природен газ“ и
дирекция „Правна“

Относно: *Заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД с вх. № Е-15-45-36 от 18.12.2019 г. и заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение*

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-36 от 18.12.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД, съдържащо искане за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ, Наредбата) и Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, обн. ДВ, бр. 2 от 9 януари 2015 г. (Указанията).

За разглеждане и анализ на подаденото заявление е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-261 от 20.12.2019 г. на председателя на КЕВР.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-36 от 27.12.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи в КЕВР следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, съдържащо информация за базисна 2019 година, както и информация за всички ценообразуващи елементи: приходи, разходи, активи и пасиви за базисната година, ведно с подробна обосновка; неаудитиран годишен финансов отчет на дружеството за 2019 г.; цифров модел на цените, съдържащ обобщени справки в електронни таблици със съответните формули и връзки за изчисленията им, съгласно чл. 11 от Указанията; прогнозна информация за регулаторния период, в т.ч. постоянни и променливи разходи, прогнозни количества и капацитети за добив, нагнетяване и съхранение на природен газ и други, подробно обосновани с допълнителни данни и документи, както и доказателства за оповестяване на предложението за цени. С писмо с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило актуализирано заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, както и изисканите данни и документи.

С писмо с изх. № Е-15-45-21 от 06.04.2020 г. от заявителя е изискано да предостави неповерителен вариант на заявлението и приложените документи в съответствие с Правилата за достъп, използване и съхраняване на документи, представляващи производствена, търговска или друга защитена от закон тайна от 01.07.2013 г. на Комисията. С писмо с вх. № Е-15-45-21 от 13.04.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило на хартиен и електронен

носител неуповителен вариант на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение.

След разглеждане на данните и документите по заявление с вх. № Е-15-45-36 от 18.12.2019 г. и заявление с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. се установи следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор на газопреносна система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ и газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ, както и подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурността на доставките на природен газ.

Към заявлението дружеството е представило: препис-извлечение от Протокол УС № 428 от 10.03.2020 г. от присъствено заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което, по т. 8.1. е взето решение за приемане на проект на заявление за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и препис-извлечение от Протокол НС № 10 от 16.03.2020 г. от проведено присъствено заседание на Надзорния съвет, по т. 1.1., от което видно е, че Надзорния съвет на дружеството е утвърдил заявление за цени за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение.

Заявителят е представил разпечатка от интернет страницата на дружеството, на която е публикувано предложението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

С Решение № Ц-001 от 10.02.2005 г. Комисията е утвърдила цена за съхранение на природен газ в размер на 2,49 лв./1000 м³/месец, без ДДС.

Тарифната структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се предлага от оператора съгласно чл. 53 от Указанията. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило портфолио от шестмесечни и годишни твърди интегрирани капацитетни продукти за нагнетяване, съхранение и добив, както и отделни твърди месечни капацитетни продукти за съхранение, добив и нагнетяване и отделни твърди „предварителен дневен“, и „ден напред“ капацитетни продукти за добив и нагнетяване. В допълнение са предложени месечни продукти и продукти „ден напред“ за виртуален добив/нагнетяване и прекъсваем капацитетен продукт „ден напред“ за добив и нагнетяване. В съответствие с Указанията, определянето на цените за достъп на краткосрочни продукти е извършено в зависимост от годишните референтни цени (цените за твърд годишен капацитет) съответно за нагнетяване, добив и съхранение.

I. Регулаторен период

При метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост на капитала“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година, съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦПГ и чл. 3 от Указанията.

II. Ценообразуващи елементи

1. Необходими годишни приходи

Съгласно чл. 4 от Указанията, цените за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение на природен газ се образуват въз основа на утвърдените от Комисията необходими годишни приходи (НГП) в съответствие с чл. 9 от Наредбата и утвърдените параметри за съхранение за съответния период. ПГХ „Чирен“ е единственото на територията на Р България газохранилище и то покрива нуждите на различните участници на пазара от временно съхранение на природен газ. Основните направления във връзка с ценообразуването, които газохранилището обслужва, са:

- съхранение на резерв от природен газ с цел осигуряване на сигурността на снабдяването;

- съхранение на природен газ за покриване на технологични нужди на комбинирания оператор;
- съхранение на природен газ за нуждите на оперативното балансиране;
- търговско съхранение на природен газ. в. т. ч. съхранение на природен газ за изглаждане на сезонната неравномерност в потреблението, съгласно Плана за действие при извънредни ситуации (Плана).

Разпределяне на необходимите приходи по обслужвани направления, съгласно чл. 18 и чл. 20 от Указанията са представени в Таблица № 1.

Необходими годишни приходи

Таблица № 1

№	Описание	Единица мярка	Стойност
1.	Общо годишни приходи в т.ч.	хил. лв.	26 018
2.	Необходими годишни приходи за съхранение на резерв от природен газ с цел осигуряване на сигурността на снабдяването	хил. лв.	4843
3.	Необходими годишни приходи за съхранение за покриване на технологичните нужди на оператора и за оперативното балансиране	хил. лв.	1916
4.	Необходими годишни приходи покривани от търговско съхранение, в т.ч. за изглаждане на сезонната неравномерност	хил.лв.	19 259

В съответствие с Указанията, общите необходими приходи са разделени по направления пропорционално на дела на използваните капацитети за съхранение на природен газ за отделните направления в общия капацитет за съхранение на ПГХ „Чирен“. При определянето на НПП за осигуряване на сигурността на снабдяването не е взет дял от променливите разходи, тъй като съответните количества природен газ по Плана са статични в подземния колектор на газохранилището до възникване на извънредна ситуация. Прогнозните стойности на годишните капацитети за съхранение по направления са, както следва:

- за съхранение на резерв от природен газ, необходим за осигуряване сигурността на снабдяване – 1 216 700 MWh (115 млн. м³), определени съгласно чл. 2.1.16. от Плана;

- за съхранение на природен газ за технологични нужди на комбинирания оператор и за нуждите на оперативното балансиране – 428 490 MWh (40,5 млн. м³). Стойността е в съответствие с прогнозната стойност на заетия капацитет на ПГХ „Чирен“ с газ за технологични нужди и за нуждите на оперативното балансиране на комбинирания оператор;

- за търговско съхранение на природен газ – 4 173 810 MWh (394,5 млн. м³), представляващи оставащия свободен капацитет на ПГХ „Чирен“, след отделяне на капацитетите за съхранение на резерв от природен газ за осигуряване на сигурността на снабдяването и за съхранение на природен газ за нуждите на оперативното балансиране.

Цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение се образуват въз основа на необходимите годишни приходи за търговско съхранение на природен газ.

1.1. Годишни разходи

Операторът на съоръжение за съхранение на природен газ е представил подробна информация за годишните разходи, обосновка и доказателства за връзката им с изпълнението на условията по лицензията, съгласно изискванията на чл. 10 от НРЦПГ, както и за отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията.

Разходите, пряко свързани с дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, включват условно-постоянни оперативни разходи (УПОР), променливи разходи и годишни разходи за амортизация. УПОР включват прогнозните оперативни разходи, необходими за извършване на дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, които не са в пряка зависимост от прогнозните количества нагнетен/добит/съхранен природен газ.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им. Общият размер на разходите за 2020 г. е в размер

на 17 383 хил. лв., от които 7687 хил. лв. УПОР, променливи разходи в размер на 2857 хил. лв. и разходи за амортизации в размер на 6840 хил. лв.

1.1.1. Условно-постоянни оперативни разходи, представляват 44% от общия размер разходи, предвидени от дружеството за дейността през 2020 г., планирани в размер на 7687 хил. лв., като разпределението им по икономически елементи е следното:

Разходи за материали, в размер на 677 хил. лв., представляват 8,8% от УПОР, в т.ч.:

- *горива за автотранспорт,* прогнозирани в зависимост от предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ, в размер на 275 хил. лв., с относителен дял 3,6% от УПОР;

- *разходи за работно облекло,* прогнозирани в зависимост от броя на персонала. Прогнозните стойности са определени съобразно планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасни условия на труд. Размерът им е 27 хил. лв. с относителен дял 0,4% от УПОР;

- *канцеларски материали,* прогнозирани като е отчетено разрастването на дейността по съхранение на природен газ. Дружеството е планирало 15 хил. лв., което представлява 0,2% от УПОР;

- *материали за текущо поддържане,* представляват материали за ремонти и текущо поддържане на съоръженията за съхранение на природен газ. Прогнозирани са в зависимост от разрастването на дейността съхранение на природен газ, в размер на 359 хил. лв. или 4,7% от УПОР;

Разходи за външни услуги, в размер на 1439 хил. лв. или 19% от УПОР, съдържащи следните разходи за:

- *застраховки,* включват разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица. Прогнозирани на база отчетни данни за базисната година, както и на прогнозното изменение на отчетната стойност на дълготрайни материални активи (ДМА), обслужващи дейността. Размерът им е 418 хил. лв. или 5,4% от УПОР;

- *лицензионна такса,* включва разходи за лицензионна такса по лицензията за съхранение на природен газ, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката. Планираният им размер за е 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти,* прогнозирани в размер на 12 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *абонаментно поддържане и аварийна готовност,* включват разходите за сервизно обслужване на съоръженията за съхранение на природен газ във връзка с предвиденото разрастване на дейността по съхранение на природен газ – 165 хил. лв. или 2,1% от УПОР;

- *въоръжена и противопожарна охрана,* включват разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на съоръженията за съхранение на природен газ и са прогнозирани в зависимост от планираното разрастване на дейността по съхранение на природен газ. Планирани са като 3,6% от УПОР в размер на 275 хил. лв.;

- *проверка на уреди,* включват разходи за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността, на база плана за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване, в размер на 2435 лв. или 0,03% от УПОР;

- *експертни и одиторски разходи,* включват разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност и разходи по граждански договори, прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и са в размер на 165 хил. лв. или 2,1% от УПОР;

- *вода, отопление и ел. енергия,* прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността в размер на 396 хил. лв. или 5,2% от УПОР;

Разходи за ремонт, включват разходи за текущи ремонти по съоръженията за съхранение на природен газ, неформиращи стойност на ДМА. Прогнозирани са на база отчетените стойности за 2019 г. и инвестиционната програма на дружеството в размер на 5499 лв. или 0,1% от УПОР.

Разходи за заплати и възнаграждения, включват разходите за заплати на пряко заетия персонал в дейността по съхранение на природен газ и дял от разходите за заплати

на общия персонал, обслужващ трите лицензионни дейности, извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Планирани са на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Разходи за социално осигуряване, включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съгласно ЗОДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Планирани на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Социални разходи, включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и други), съгласно Колективния трудов договор, сключен на 20.12.2019 г. Планирани са на база на прогнозния брой персонал, зает в дейността съхранение на природен газ, в размер на (...) хил. лв. или (...) % от УПОР.

Други разходи, с общ размер 148 хил. лв. или 1,9% от УПОР, в т.ч.:

- *служебни карти и осигурен транспорт*, включват разходи за служебни карти и осигурен транспорт на персонала до обектите по месторабота. Планирани са на база отчетни стойности за 2019 г. и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по съхранение на природен газ, в размер около 12 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *охрана на труда*, включват разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда. Планирани са на база прогнозния брой на персонала, зает в дейността по съхранение на природен газ, в размер около 15 хил. лв. или 0,2% от УПОР;

- *разходи за маркетинг и реклама*, включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания. Прогнозирани са въз основа на отчетни данни и увеличението на количествата нагнетен, съхранен и добит природен газ, в размер около 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *разходи за командировки и разходи обучение на персонала*, прогнозирани на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по съхранение на природен газ – съответно 55 хил. лв. или 0,7% от УПОР и 5 хил. лв. или 0,1% от УПОР;

- *местни данъци и такси*, прогнозирани въз основа на отчетни данни за 2019 г. и нарастването на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по съхранение на природен газ – 56 хил. лв. или 0,7% от УПОР;

1.1.2. Разходи, пряко зависещи от количеството нагнетен, съхранен и добит природен газ (ПР), с общ размер 2857 хил. лв. или 16,4% от общите планирани от дружеството разходи за дейността, в т.ч.:

- *технологични разходи*, представляват остойностени технологични разходи на природен газ – количества природен газ за технологични нужди (технологичен газ за подгриване на газа, изпускания при ремонти, аварии и други). Планирани са в зависимост от прогнозните количества нагнетен, съхранен и добит природен газ, в размер около 9 хил. лв. или 0,3% от ПР.

- *разходи за горивен газ за компресорните агрегати*, представляват разходи за природен газ, използван за работата на компресорните агрегати на газоохранилището. Предвидени са в зависимост от прогнозните нагнетени, съхранени и добити количества природен газ, в размер на 2667 хил. лв., което представлява 93,4% от ПР.

- *разходи за акциз върху горивния и технологичен газ*, включват дължимия акциз за използвания горивен газ за компресорните агрегати, обслужващи дейността и технологичен газ, използван за стопански нужди. Планирани на база на прогнозните количества необходим природен газ за компресорните агрегати, използван природен газ за стопански нужди и действащите ставки на акциза, съгласно митническото законодателство, в размер на 181 хил. лв. или 6,3% от ПР.

Технологичните разходи и разходите за горивен газ за прогнозната година са остойностени по цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайни снабдители и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, без включени такси за достъп и пренос през газопреносните мрежи, към датата на изготвяне на бизнес плана на дружеството.

1.1.3. Разходи за амортизации, определени на база линеен метод на амортизация, съгласно т. 62 от МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения”, както и според

амортизационния срок на активите, в размер на 6840 хил. лв. или 39% от общите планирани разходи на дружеството за дейността за 2020 г.

Въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за прогнозния размер на разходите по икономически елементи е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионната дейност и може да се направи извода, че са икономически обосновани.

1.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 35 от Указанията, регулаторната база на активите (РБА) е базата за определяне на възвръщаемостта на капитала за дейността съхранение на природен газ, осъществявана от оператора на съоръжения за съхранение. РБА включва активи, придобити възмездно и пряко свързани с дейността по съхранението на природен газ. Признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, е признатата от Комисията отчетна стойност на дълготрайните активи, пряко свързани с дейността съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, към края на базисната година. В тази връзка, изчислената от „Булгартрансгаз“ ЕАД РБА към края на базисната 2019 г. възлиза на 173 325 хил. лв.

С цел образуване на цени за капацитетни продукти за нагнетяване/съхранение/добив, постоянните годишни необходими приходи, алокирани към търговското съхранение на природен газ се разпределят за изплащане по видове услуги за предоставяне на капацитет (услуги за предоставяне на капацитет за съхранение, услуги за предоставяне на капацитет за добив и услуги за предоставяне на капацитет за нагнетяване).

Съгласно чл. 66, т. 2 от Указанията, разпределението се извършва въз основа на дела на активите, алокирани към съответната услуга в общите активи, обслужващи дейността по съхранение на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД е извършило разпределение към търговско съхранение на природен газ на постоянните годишни необходими приходи, използвайки коефициенти на разпределение, получени на база на дела на отчетните стойности на активите, алокирани към съответната услуга в общата отчетна стойност на активите, обслужващи дейността по съхранение на природен газ. За целта, активите за дейността са разпределени по видове предоставяни услуги – нагнетяване/съхранение/добив, като общите активи са разделени на функционални групи и за всяка група поотделно е определено процентното й участие в извършване на съответните услуги. Коефициентите за разпределение на годишните необходими приходи по видове услуги за предоставяне на капацитет се получават като частно на сумираните произведения по групи активи на процентните участия в извършването на услугата и отчетната стойност на активите в групата и общата отчетна стойност на активите заети в дейността съхранение на природен газ.

Използваното разпределение на отчетните стойности на отделните групи активи: газопроводи - линейна част, съоръжения, сондажи, кабелни мрежи, компютърна и комуникационна техника, сгради и конструкции, земи, дълготрайни нематериални активи, други ДМА, по видове услуги е следното: съхранение – 30%, нагнетяване – 35% и добив – 35%. Компресорното оборудване е разпределено 100% на нагнетяването, а амортизируемия буферен газ - 100% на съхранението.

Съгласно чл. 37 от Указанията, заявителят не е включил в признатата стойност на дълготрайните активи, свързани с дейността: разходи за придобиване на активи под формата на незавършено строителство; активи, отчетени по силата на договор за финансов лизинг, ако не са свързани пряко с лицензионната дейност; активи, които не са свързани с лицензионната дейност (в т.ч. почивни станции, други социални обекти) и/или са отдадени под наем, изведени от експлоатация и др.; стойност на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в т.ч. и на преоценени активи.

Прогнозираният оборотен капитал за 2020 г. е определен от дружеството като 1/8 от годишните оперативни парични разходи за дейността и е в размер на 1318 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 42 от Указанията.

В изпълнение на чл. 62 и чл. 63 от Указанията, операторът на съоръжение за съхранение на природен газ е разпределил остатъка от необходимите приходи за търговско съхранение на природен газ по капацитивни компоненти въз основа на съотношението на активите, използвани за извършването на отделните дейности по съхранение, нагнетяване и

добив, и общите активи на съоръжението за съхранение. Дружеството е представило и обосновка за начина на алокиране на активите на съоръжението за съхранение по дейности (съхранение, нагнетяване и добив) със заявлението за утвърждаване на цени.

1.3. Норма на възвръщаемост на капитала

В съответствие с чл. 43 и чл. 44 от Указанията нормата на възвръщаемост на капитала (НВ) е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала (СПЦК). СПЦК е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала, която се определя като норма преди данъчно облагане съгласно чл. 13, ал. 2 от НРЦПГ.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

При изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е използван общият безлостов коефициент β (Power) в сектор енергетика за страните от Европа в размер на 0,57 по данни от сайта на Aswath Damodaran. За целите на определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определен лостов коефициент β в размер на 0,71, който отразява капиталовата структура на дружеството от 78,41% собствен капитал и 21,59% привлечен капитал.

Общата пазарна рискова премия за Република България е 7,08%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,20%) и премията за специфичния за държавата риск (1,88%) по данни от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван 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 в размер на 0,3342%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период 01.03.2019 г. – 29.02.2020 г.

При прилагане на горепосочените параметри за 2020 г., нормата на възвръщаемост на собствения капитал е изчислена в размер на 5,36% при използване на 78,41% собствен капитал и 21,59% привлечен капитал, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството е в размер на 4,73% преди данъчно облагане, като получените стойности съвпадат с предложените от дружеството.

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

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

Предвид гореизложеното е целесъобразно да бъде приета предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 4,73%, при използване на 78,41% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,36% и 21,59% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от (...)%.

2. Капацитети и количества природен газ

Съгласно чл. 56 и чл. 57 от Указанията, операторът прави прогноза за реализацията на предлаганите от него продукти по предоставяне на капацитет за съхранение на природен газ за регулаторния период в зависимост от наличните капацитети, данни от предходни периоди и заявки за съхранение на природен газ. Със заявлението за утвърждаване на цени операторът е внесъл прогнозни данни за обемите реализирани услуги по предоставяне на капацитет, както и прогнозните количества природен газ за добив/нагнетяване и съхранение.

Капацитетите за нагнетяване, съхранение и добив на природен газ, както и прогнозни количества, за 2020 г. са представени в Таблица № 2.

Прогнозни капацитети за нагнетяване, съхранение и добив

Таблица № 2

Описание	Единица мярка	2020 г.
Обеми съхранение		
<i>Общ обем за съхранение</i>	MWh	5 819 000
Обем за съхранение във връзка със задължения към обществото	MWh	1 216 700
Обем за съхранение за нуждите на оператора за друга дейност	MWh	428 490
Търговски обем за съхранение	MWh	4 173 810
Капацитет нагнетяване		
Технически капацитет нагнетяване	MWh/ден	31 860,18
Капацитет нагнетяване за нуждите на оператора	MWh/ден	2 346,07
Твърд търговски капацитет нагнетяване	MWh/ден	29 514,12
Капацитет добив		
Технически капацитет добив	MWh/ден	38 948,67
Капацитет добив за нуждите на оператора	MWh/ден	2 868,04
Твърд търговски капацитет добив	MWh/ден	36 080,63
Прогнозни количества за нагнетяване, добиване и съхранение	MWh	4 445 897
<i>Приведен капацитет за търговско съхранение</i>		
Съхранение	MWh	4 409 951
Нагнетяване	MWh/ден	42 649
Добив	MWh/ден	55 722

3. Коефициенти за определяне на цена за достъп на природен газ при краткосрочни продукти. Коефициент за определяне на цена за достъп на природен газ при виртуален добив/нагнетяване и за прекъсваеми капацитетни продукти.

В съответствие с чл. 66, т. 6 от Указанията, определянето на цените за достъп на краткосрочни продукти се извършва в зависимост от годишните референтни цени (цените за твърд годишен капацитет) за нагнетяване/съхранение и добив. Съответно през газовата година цените за достъп на дневните, месечните и шестмесечни капацитетни продукти са производни на цената за твърд годишен продукт и съотношението на произведението от приложимия коефициент и средната им продължителност (в дни), разделено на продължителността на съответните периоди на нагнетяване, съхранение и добив, при годишен продукт.

Продължителността на отделните периоди е:

- за интегриран годишен продукт – 337 дни;
- за нагнетяване при годишен продукт – 169 дни;
- за добив при годишен продукт – 168 дни.

Поради специфичния за ПГХ „Чирен” опростен цикъл на съхранение с два основни периода - период на нагнетяване през летния сезон и период на добив през зимния сезон, се предвижда предлагане предимно на интегрирани годишни и шестмесечни капацитетни

продукти за нагнетяване, съхранение и добив, и предлагане на отделни продукти за съхранение на месечна база и за нагнетяване и добив на месечна и дневна база. Продуктите за виртуален добив/нагнетяване се предвижда да бъдат предлагани на месечна и дневна база. Прекъсваемите продукти за нагнетяване и добив се предвижда да бъдат предлагани като продукти „ден напред“.

С оглед ефективното използване на газохранилището за определяне на цените на краткосрочни капацитетни продукти дружеството предлага използването на следните коефициенти:

- за шестмесечните интегрирани капацитетни продукти – 1,2;
- за месечни капацитетни продукти за съхранение и физическо нагнетяване и добив – 1,5;
- за прекъсваеми месечни капацитетни продукти за виртуален добив/нагнетяване – 1,2;
- за твърди капацитетни продукти „предварителен дневен продукт“ за физически добив и нагнетяване – 2,0;
- за твърди капацитетни продукти „ден напред“ за физически добив и нагнетяване – 2,5;
- за прекъсваеми капацитетни продукти „ден напред“ за виртуален добив и нагнетяване – 1,5;
- за прекъсваеми капацитетни продукти „ден напред“ за физически добив и нагнетяване – 2,0.

При определяне на цената на прекъсваемите капацитетни продукти за физически добив и нагнетяване „ден напред“ е използван коефициент, отразяващ вероятността от прекъсване в размер на 0,8, който е в съответствие с чл. 67 от Указанията и се прилага към множителя на съответните твърди капацитетни продукти.

Коефициентите за определяне на цената за достъп и съхранение на природен газ за краткосрочни продукти, за виртуален добив/нагнетяване, както и за прекъсваеми капацитетни продукти са обосновани и изчислени съгласно чл. 66 от Указанията.

III. Цени и тарифна структура

В съответствие с чл. 53 от Указанията, тарифната структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се предлага от оператора.

Съгласно чл. 55 от Указанията, цената за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение може да включва следните компоненти: ценова компонента за капацитет за нагнетяване, ценова компонента за капацитет за добив, ценова компонента за капацитет за съхранение, ценова компонента за реално нагнетени, съхранени и добити количества природен газ. Услугите по достъпа до съоръженията за съхранение могат да бъдат заплащани и посредством цена за интегриран продукт. При прилагане на интегрирани продукти (комбинация от капацитет за нагнетяване, капацитет за добив и капацитет за съхранение в един продукт, изразен в "стандартни единици на интегрирания продукт") операторът образува цена за единица интегриран продукт в левове.

Дружеството е предложило капацитетите за нагнетяване, съхранение и добив в единица интегриран продукт на дългосрочна и краткосрочна база, съгласно чл. 65 от Указанията. С цел ефективното използване на наличните капацитети за нагнетяване, съхранение и добив на природен газ и поради опростения цикъл на съхранение, възможен за реализация в ПГХ „Чирен“, „Булгартрансгаз“ ЕАД в съответствие с европейската практика, ще предлага основно интегриран продукт за резервиране на годишен твърд капацитет, както и интегриран продукт за резервиране на краткосрочен (шестмесечен) капацитет, представляващи комбинация от капацитети за нагнетяване, съхранение и добив в определено съотношение.

При избора на съотношението на отделните капацитети в интегриран продукт дружеството се е съобразило със следното: оптимално използване на капацитетните възможности на хранилището; избор на достатъчно малки величини на отделните капацитети в единица интегриран продукт с цел да не се възпрепятства използване на услугите за съхранение на природен газ от нови участници на пазара на природен газ с по-малки потребни капацитети за съхранение; съобразяване с технологичните възможности на хранилището за минимален капацитет за добив и нагнетяване; практиките на операторите на съоръжения за

съхранение на природен газ в ЕС за определяне на съотношение на отделните капацитети в единица интегриран продукт.

Съгласно нормативната уредба, цените за достъп и съхранение на природен газ следва да бъдат определяни в лева за енергийни единици MWh. Необходимостта от образуване на цени в енергийни единици се определя от потенциалната разлика в състава на приемания за съхранение от ползватели на входа на съоръженията за съхранение и предавания на изхода от съоръженията за съхранение природен газ. Измерването на количествата природен газ в енергийни единици дава възможност на ползвателите на изхода от съоръжението за съхранение да се предават количества природен газ с енергийна стойност равна на енергийната стойност на количествата природен газ, получени от тях на входа на съоръжението за съхранение. С оглед определяне на цени за достъп и съхранение на природен газ в енергийни единици „Булгартрансгаз” ЕАД е използвало при изчисленията коефициент равен на средната отчетна за период от 12 месеца преди подаване на заявлението за утвърждаване на цени среднопретеглена горна граница на калоричността на природния газ на входовете на газопреносната система в размер на 10,58 kWh/m³.

„Булгартрансгаз” ЕАД е предложило тарифна структура и цени за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение, както следва:

1. Цена за нагнетени, съхранени и добити количества природен газ – 0,60 лв./MWh.

2. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд годишен продукт:

- 2.1. Ценова компонента за капацитет за съхранение – 2,43 лв./MWh;
- 2.2. Ценова компонента за капацитет за нагнетяване – 73,61 лв./MWh/ден;
- 2.3. Ценова компонента за капацитет за добив – 49,79 лв./MWh/ден;
- 2.4. Цена за интегриран капацитетен продукт – 16 047,96 лв./интегр. единица.

3. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд шестмесечен продукт:

- 3.1. Ценова компонента за капацитет за съхранение – 1,45 лв./MWh;
- 3.2. Ценова компонента за капацитет за нагнетяване – 43,91 лв./MWh/ден;
- 3.3. Ценова компонента за капацитет за добив – 29,69 лв./MWh/ден;
- 3.4. Цена за интегриран капацитетен продукт – 11 939,15 лв./интегр. единица.

4. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при твърд месечен продукт:

- 4.1. Цена за капацитет за съхранение – 0,33 лв./MWh;
- 4.2. Цена за капацитет за нагнетяване – 19,86 лв./MWh/ден;
- 4.3. Цена за капацитет за добив – 13,51 лв./MWh/ден.

5. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на месечен продукт за виртуален добив/виртуално нагнетяване:

- 5.1. Цена за капацитет за виртуално нагнетяване – 15,89 лв./MWh/ден;
- 5.2. Цена за капацитет за виртуален добив – 10,81 лв./MWh/ден;

6. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд „предварителен дневен продукт”:

- 6.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;
- 6.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

7. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на твърд продукт „ден напред”:

- 7.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 1,09 лв./MWh/ден;
- 7.2. Цена за капацитет за добив – 0,74 лв./MWh/ден.

8. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на виртуален капацитет „ден напред”:

- 8.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,65 лв./MWh/ден;
- 8.2. Цена за капацитет за добив – 0,44 лв./MWh/ден.

9. Цена за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ при предоставяне на прекъсваем капацитет „ден напред“:

9.1. Цена за капацитет за нагнетяване – 0,87 лв./MWh/ден;

9.2. Цена за капацитет за добив – 0,59 лв./MWh/ден.

Дружеството е предложило следните единици за предоставяне на капацитет в рамките на интегриран продукт:

1. За интегриран годишен продукт:

- капацитет за съхранение 5000 MWh;
- капацитет за нагнетяване 31,11 MWh/ден;
- капацитет за добив 32,69 MWh/ден;

2. За интегриран шестмесечен продукт:

- капацитет за съхранение 5000 MWh;
- капацитет за нагнетяване 62,85 MWh/ден;
- капацитет за добив 65,49 MWh/ден.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявлението с вх. № Е-15-45-36 от 17.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение в съответствие с изискванията на НРЦПГ и Указанията. Аргументите на заявителя относно прогнозния размер на разходите, формиращи необходимите годишни приходи, са основателни предвид представените обосновки и отчетните данни за базисната година. Предложената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена въз основа на актуални данни и в съответствие с НРЦПГ и Указанията, като цели осигуряване възможност на оператора да извършва задълженията си по дейността „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“.

Цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение са образувани въз основа на необходимите приходи за търговско съхранение на природен газ и са изчислени в съответствие с нормативната уредба.

Предлагането на различни капацитетни продукти за съхранение от „Булгартрансгаз“ ЕАД ще даде възможност на ползвателите да прецизират и оптимизират своето портфолио.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2, чл. 30, ал. 1, т. 14 и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 4, чл. 11, чл. 22 и чл. 34, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме КЕВР да обсъди и вземе следните

РЕШЕНИЕ:

1. Да приеме настоящия доклад и проекта на решение;
2. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Булгартрансгаз“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството. Откритото заседание да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране;
4. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията; Общественото обсъждане да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – настоящи или бъдещи ползватели на съоръжение за съхранение на природен газ;

6. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.