

ПРОТОКОЛ

№ 195

София, 29.09.2015 година

Днес, 29.09.2015 г. от 14:05 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Валентин Петков и главният секретар Николай Георгиев (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор „Правна”, Р. Тахир – началник на отдел „Ценово регулиране и лицензии – природен газ“ и експерти на КЕВР.

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад, проект за решение и приложение относно заявление с вх. № Е-15-45-4 от 22.05.2015 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на доклад за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи.

Работна група: Е. Маринова, Р. Тахир, А. Иванова, В. Джерманова,
С. Станкова, Г. Дечева, К. Лазарова,
М. Димитров, С. Денчева, В. Василева

2. Доклад относно заявление с вх. № Е-15-29-9 от 09.05.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-29-9 от 26.06.2015 г., подадено от „Комекес” АД за одобряване на бизнес план за територията на община Самоков за периода 2014-2018 г.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова,
Грета Дечева, Сирма Денчева, Емилия Тренева

3. Доклад относно заявление с вх. № Е-15-30-12 от 01.10.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-30-4 от 12.05.2015 г. и допълнено със заявление с вх. № Е-15-30-7 от 22.05.2015 г., подадено от „Добруджа газ” АД за одобряване на бизнес план за територията на община Генерал Тошево за периода 2015-2019 г.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова, Снежана Станкова, Сирма Денчева, Емилия Тренева

4. Доклад, проект на становище и приложения относно искане за изразяване на становище по постъпил доклад от румънския оператор на преносна система (S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias) относно прилагане на временни мерки по чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Ваня Василева, Милен Димитров, Снежана Станкова

По т.1. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-4 от 22.05.2015 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на доклад за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-4 от 22.05.2015 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на доклад за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи (Регламент (ЕС) № 312/2014, Регламента), на основание чл. 46, ал. 3 от цитирания регламент.

Регламент (ЕС) № 312/2014 е приет въз основа на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския Парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005, който предвижда разработване на мрежови кодекси за всяка област, определена от регламента, насочени към недопускане на дискриминация, ефективна конкуренция и ефикасно функциониране на пазара на природен газ.

Основните цели на Регламент (ЕС) № 312/2014 могат да бъдат обобщени, както следва: повишаване на конкурентността на пазара на природен газ, особено при възникващи пазари; повишаване ликвидността на пазарите на природен газ на едро; премахване на пречките за трансгранична търговия с природен газ; прозрачни и недискриминационни правила за балансиране; въвеждане на прозрачни такси за дисбаланс, отразяващи разходите на мерките за балансиране на преносния оператор.

Съгласно чл. 53 от Регламент (ЕС) № 312/2014, същият влиза в сила на двадесетия ден след публикуването му в Официален вестник на Европейския съюз, т.е. на 16 април 2014 г., като се прилага от 1 октомври 2015 г., без да се засягат чл. 28, чл. 33, параграф 5, чл. 38, параграф 1, чл. 45, параграф 4, чл. 46, параграф 3, чл. 51 и чл. 52. Регламентът е задължителен в своята цялост и се прилага пряко във всички държави членки.

Следователно, Регламент (ЕС) № 312/2014 следва да се прилага от държавите членки, считано от 01.10.2015 г., освен при наличието на две хипотези, а именно: съгласно чл. 52 от Регламента въз основа на мотивирано искане от оператора на преносната система националният регулаторен орган може да му разреши да изпълни разпоредбите на настоящия регламент в срок от две години, считано от 1 октомври 2014 г., или съгласно Глава X „Временни мерки“ от Регламента, в която хипотеза операторът на преносна система предвижда да прилага целесъобразни временни мерки за срок не повече от пет години от влизане в сила на Регламента.

Операторът на преносна система (ОПС) следва да разработи мотивиран доклад, който да бъде представен за одобрение на националния регулаторен орган. Регламентираната в Глава X процедура завършва с вземането на мотивирано решение от националния регулаторен орган и публикуването му в срок от шест месеца от получаването на пълния доклад. При вземане на решение за одобряване на доклада, националният регулаторен ор-

ган анализира ефекта му върху хармонизирането на режимите за балансиране, облекчаването на пазарната интеграция и осигуряването на недискриминационни условия, действителна конкуренция и ефикасно функциониране на пазара на природен газ. Решението незабавно се съобщава на Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (АСРЕ) и на Европейската комисия (ЕК).

Временните мерки се прилагат при липсата на достатъчна ликвидност на краткосрочния пазар на газ на едро, като въвеждането на дадена временна мярка не засяга прилагането на друга временна мярка или мерки като алтернатива или като допълнение, при условие, че тези мерки са предназначени за насърчаване на конкуренцията и повишаване на ликвидността на краткосрочния пазар на газ на едро и са съобразени с общите принципи, установени в Регламента.

Задължителното съдържание на доклада за прилагане на временни мерки е посочено в чл. 46, параграф 1 от Регламента: описание на етапа на развитие и степента на ликвидност на краткосрочния пазар на газ на едро, временните мерки, които ще бъдат прилагани, мотивите за прилагане на временните мерки и действията, които ще бъдат предприети за отмяна на временните мерки, в т.ч. критериите за приемане на тези действия и предвиждания график. В доклада следва да се предвиди отмяната на временните мерки най-много пет години след влизането в сила на Регламента. Регламентът в чл. 47-50 предвижда възможност за прилагане на следните временни мерки: платформа за балансиране, алтернатива на платформата за балансиране, такса при временен дисбаланс и допустимо отклонение.

Разпоредбата на чл. 19, ал. 1 от Правилата за търговия с природен газ (ПТПГ, обн. ДВ, бр. 59 от 04.08.2015 г.) също регламентира възможността операторът на преносна система при липса на достатъчна ликвидност на пазара на природен газ да предложи на КЕВР за одобрение доклад относно прилагане на временни мерки съгласно Регламент (ЕС) № 312/2014. Съгласно чл. 19, ал. 3 от ПТПГ, КЕВР в срок до шест месеца от получаване на доклада приема мотивирано решение, което се публикува и се съобщава на АСРЕ и ЕК.

След проучване на постъпилото заявление и приложения към него доклад за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 г., Комисията установи следното:

Предложеният за одобрение доклад е разработен от „Булгартрансгаз“ ЕАД в качеството му на оператор на преносната система на Р България, в съответствие с изискванията на чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014. Докладът е одобрен с решение на Управителния съвет на дружеството по Протокол УС № 80 от 09.04.2015 г. и в съответствие с чл. 46, параграф 2 е бил консултиран със заинтересованите страни. Постъпилите в „Булгартрансгаз“ ЕАД становища и предложения от заинтересованите страни и становището на оператора на преносната система по тях са отразени по-долу в решението.

Представеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД доклад относно прилагането на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 съдържа предложение приложението на временни мерки да бъде до 2019 г. предвид условията в страната. В съответствие с чл. 46, параграф 1, докладът съдържа преглед на текущото състояние на балансиране на мрежата и описание на етапа на развитие и степента на ликвидност на краткосрочния газов пазар.

Физическото балансиране е съвкупност от дейности, чрез които ОПС осигурява ефективното функциониране на преносната мрежа в реално време, така че по всяко време урежда преноса на природен газ от входните точки на преносната мрежа до изходните, с оглед преносната система да се експлоатира правилно, безопасно и по недискриминационен начин за всички мрежови ползватели и разходите за експлоатация да се разпределят справедливо между отделните мрежови ползватели. Търговското балансиране е запазване на баланса между количеството природен газ, което постъпва в преносната мрежа за всеки

мрежов ползвател и количеството природен газ, изтеглено от преносната мрежа от съответния мрежов ползвател, като невъзможността за запазване следва да се таксува.

Физическото балансиране на мрежата е функция на търговското балансиране. В качеството си на оператор на преносна система, „Булгартрансгаз“ ЕАД е отговорно за физическото и търговското балансиране на системата. Дружеството посочва, че физическото балансиране включва дейности, свързани с физическо балансиране на търговски дисбаланси (наричани за краткост „остатъчно балансиране на търговски дисбаланси“) и дейности, свързани с осигуряване на оперативния интегритет на мрежата (наричани за краткост „оперативни мерки“). Според дружеството, дейностите, свързани с оперативните мерки не попадат в режима на мрежовия кодекс за балансиране на мрежата.

След края на газовия ден ОПС въвежда дневния дисбаланс в сметката за балансиране на мрежовия ползвател. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че съгласно действащите и приложими към момента на представяне на доклада разпоредби, мрежовият ползвател е длъжен да заяви еднакво количество природен газ на вход и изход от мрежата. Съгласно мрежовия код за балансиране, операторът не може да отказва заявки със различни входящи и изходящи количества. В доклада е представената таблица, в която са сравнени текущото състояние на балансиране и промените, които ще настъпят при изпълнението на мрежовия кодекс за балансиране.

Въз основа на представената от „Булгартрансгаз“ ЕАД информация за описанието на етапа на развитие и степента на ликвидност на краткосрочния газов пазар към момента на изготвяне на доклада съгласно изискването на чл. 46, параграф 1 от Регламента, операторът на преносна система е направил извода, че ликвидността на българския краткосрочен газов пазар е много ниска. Това се доказва и от факта, че делът на доминиращия доставчик се запазва много висок, което е пречка за формирането на ефективен ликвиден пазар. Други обективни причини са размерът на пазара, структурата на вноса на природен газ, както и липсата на диверсификация на маршрутите и източниците на доставка. Представена е и информация за съотношението на използвания преносен капацитет по националната газопреносна мрежа, за тримата ползватели, за последните 2 години (2013 г. и 2014 г.). Видно е, че ООО „Газпром экспорт“ използва значителна част от капацитета на транзитната газопреносна мрежа въз основа на дългосрочен договор, като използва услугите по достъп и пренос на природен газ през територията на България от входната точка на границата с Румъния до изходните точки на границите с Турция, Гърция и Македония.

В съответствие с чл. 46, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 312/2014, докладът съдържа предложение и мотиви за въвеждането на временните мерки. Според оператора на преносна система, въвеждането на временните мерки е необходимо предвид ниското ниво на ликвидност на българския пазар и липсата на достъп до платформа за търговия, както в България, така на съседните газови пазари, която отговаря на критериите на чл. 10 от Регламент (ЕС) № 312/2014.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за одобрение изпълнението на следните временни мерки:

1. Алтернатива на платформа за балансиране (съгласно чл. 48 от Регламента):

Когато, поради недостатъчен капацитет на междусистемните газопроводи между зоните за балансиране дадена платформа за балансиране не може да доведе до повишаване на ликвидността на краткосрочния пазар на газ на едро и не може да осигури на оператора на преносната система възможност да извършва ефикасни действия за балансиране, операторът може да използва алтернативно средство, например услуги по балансиране. Когато се използва такова алтернативно средство, трябва да се определят условията на последващите договорни механизми, както и приложимите цени и срок. Съгласно чл. 3, т. 7 от определенията на Регламента, услуга по балансиране е услуга, която се предоставя на оператор на преносна система по договор за природен газ, необходим за посрещане на крат-

кочрочните колебания на търсенето и предлагането на природен газ, и която не е краткосрочен стандартизиран продукт.

В тази връзка, „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да обявява недискриминационни и прозрачни процедури за покупка на природен газ за балансиране, в съответствие с чл. 8 „Услуги по балансиране“ от Регламента. Също така, на този етап на развитие на пазара се предвижда използване на лайнпека (в рамките на допустимия толеранс) за компенсация, както и използване на природен газ на ОПС в ПГХ „Чирен“.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е в процес на създаване на виртуална търговска точка (ВТТ, VTP). Всички търговци, които подписват договор за участие на ВТТ, се публикуват на интернет-сайта на оператора. Те ще имат право да търгуват както помежду си, така и с други мрежови ползватели, които притежават капацитет за пренос. Сделките между ползвателите ще се сключват двустранно, без участие на ОПС. Операторът ще получава уведомления и ще отразява трансферите в дневните дисбаланси на двата участника.

2. Временна такса за дисбаланс (съгласно чл. 49 от Регламента):

Когато са необходими временни мерки, цената може да бъде изчислена в съответствие с доклада за прилагане на временни мерки, който замества методиката за изчисляване на таксата при дневен дисбаланс. В този случай изчислението на цената може да се основава на административно регулирана цена или на приближение за пазарна цена или тя да бъде определена въз основа на сделките на платформата за балансиране.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага въвеждането на мярката „такса при временен дисбаланс“, тъй като предвид липсата на търговска платформа, която да е ликвидна и да отговаря на критериите по чл. 10 от Регламента, не е възможно да се определи среднопретеглената цена на природния газ, търгуван на платформата за всеки газов ден. Според дружеството, в резултат няма как да бъдат определени пределните продажни и покупни цени на природния газ за балансиране.

В тази връзка, ОПС предвижда формирането на такса за дисбаланс за съответния ден като еквивалент за пазарната цена, свързана с доставката на услуги по балансиране плюс/минус малка корекция. Еквивалентът за пазарната цена следва да се определи и в съответствие с условията на чл. 22, параграф 6 от Регламента. Условията за определянето на малка корекция са: мрежовите ползватели се насърчават да балансират своите входящи и изходящи количества природен газ; тя се определя и прилага по недискриминационен начин, по начин, който не възпрепятства навлизането на пазара, нито развитието на конкурентни пазари; няма негативно въздействие върху трансграничната търговия; не води до прекомерно излагане на риск от дневни такси за дисбаланс за мрежовите ползватели.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че Методиката за изчисляване на временните такси за дисбаланс следва да бъде одобрена от КЕВР по предложение на ОПС.

3. Толеранс/допустимо отклонение (съгласно чл. 50 от Регламента):

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага да бъдат определени толеранси на дневна база за всеки месец, за който е в сила договорът за пренос на съответния ползвател, като +/-5% от заявените месечни количества за пренос разделени на броя на дните в месеца. Предвижда се балансовата позиция на ползвателя в рамките на толеранса да се прехвърля за следващия ден. Дисбаланси в рамките на толеранса се заплащат от мрежовите ползватели по определената такса за дисбаланс без прилагане на малки корекции. Дневни дисбаланси извън толеранса се заплащат по определената такса за дисбаланс с приложени малки корекции. Сетълмент на дисбалансите ще се извършва на месечна база.

В тази връзка, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага коригиращите заявки да са за ден напред или веднъж на ден в рамките на деня.

В доклада са посочени и действия, които според „Булгартрансгаз“ ЕАД могат да допринесат за повишаване на краткосрочната ликвидност на пазара:

- установяването на виртуална търговска точка, която е необходима с оглед осигуряване на възможност за мрежовите ползватели и търговците да прехвърлят собствеността на природния газ помежду си и да минимизират дневните си дисбаланси;

- интегриране на българския газов пазар към регионалния пазар, което би способствало за увеличаване на ликвидността, за постигане на диверсификация на източниците и маршрутите и осигуряване на възможностите за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България. Дружеството посочва, че ключови за пазарната интеграция в региона са новите междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния и проектите от Южния газов коридор.

- изграждане на междусистемни връзки между националната газопрееносна мрежа и газопрееносната мрежа за транзитен пренос.

Докладът съдържа времеви рамки и стъпки за прекратяване прилагането на временните мерки.

В съответствие с изискването на чл. 45, параграф 4 от Регламент (ЕС) № 312/2014 „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага прилагането на предложените временни мерки за период от пет години. Предвид факта, че ликвиден пазар не съществува, „Булгартрансгаз“ ЕАД най-вероятно ще прилага необходимите временни мерки през всичките пет години.

За целите на оценяване на съответствието на мерките за изпълнението на Регламента и прилагането на временните мерки, както и за определянето на следващите стъпки за прекратяване на временните мерки, „Булгартрансгаз“ ЕАД ще представя в КЕВР в срок до 1 октомври всяка година „Доклад за оценка на изпълнението на Регламента“, в който ОПС следва да: представя резултатите от мониторинга на ефективността на мерките, предприятия в съответствие с Регламента; оценява степента на ликвидност на краткосрочния газов пазар, по-конкретно въз основа на услугите по балансиране; предлага нужните мерки и оценява необходимостта от изпълнението на временни мерки в следващ период.

В съответствие с изискването на чл. 46, параграф 2 от Регламент (ЕС) № 312/2014 „Булгартрансгаз“ ЕАД е провел консултации със заинтересованите страни, като в тази връзка с писмо с вх. № Е-15-45-4 от 22.05.2015 г. ОПС е представил в КЕВР коментари по постъпилите становища. В посочения период са постъпили следните становища от заинтересовани страни:

Становище на „Овергаз Инк.“ АД с вх. № БТГ 24-00-1874 от 28.04.2015 г.: Във връзка с въвеждане на толеранс на дневна база, равен на +/-5% от заявените месечни количества, разделен на броя на дните за всеки месец, „Овергаз Инк.“ АД счита, че толерансът трябва да се прилага на дневна база, но за последно потвърдените от оператора коригирани дневни заявки, тъй като те отразяват най-точно очакванията и потребностите на ползвателите на мрежата. Според дружеството, не е необходимо да се използват две различни по размер такси за дисбаланс, в зависимост от това дали балансовата позиция на ползвателя на мрежата е в рамките на предлагания толеранс или извън него. По този начин на ползвателите на мрежата толеранс не се предлага. „Овергаз Инк.“ АД посочва, че не става ясно колко от разходите за балансиране ще се покриват от таксата за дисбаланс и колко от прилаганите към нея малки корекции. В тази връзка „Овергаз Инк.“ АД предлага да бъде предоставен толеранс по отношение на дисбаланса, в който изпадат ползвателите на мрежата, в рамките на който те да не заплащат такса за дисбаланс. Ако целта на предлагания в доклада метод, освен балансиране на дневна база, е спазване и на месечните заявки от ползвателите на мрежата, решение на този проблем следва да бъде търсено в промяна на договорите за пренос.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предложението в доклада за определяне на база за изчисляване на дневния толеранс цели опростен подход при изчисляването му и получаване на еднакви стойности на абсолютния размер на дневните толеранси в рамките на един месец, с което би се постигнала по-голяма оперативност и предвидимост, както за

оператора, така и от страна на ползвателите на газопреносната система. Съществуват и други възможности за определяне на база за изчисление на дневния толеранс, в това число предложената от „Овергаз Инк.“ АД въз основа на последните потвърдени дневни заявки. Други алтернативи за определяне на базата са: максималният дневен капацитет от портфолиото на ползвателя за съответната мрежа; разпределените количества на ползвателя на вход или на изход на мрежата, което води до различни абсолютни стойности на дневния толеранс по дни от газовия месец, но отразява точно стойността на дневния толеранс за всеки ползвател. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че определянето на начина на изчисляване на размера на дневния толеранс ще бъде обект на Правила за балансиране на пазара на природен газ след приемането на Правила за търговия с природен газ от КЕВР.

„Булгартрансгаз“ ЕАД пояснява формирането на такса за дневен дисбаланс при въвеждане на временни мерки: в рамките на определения толеранс временната такса за дисбаланс ще се формира единствено от стойността на закупения природен газ за балансиране и разходите, извършени от оператора за осигуряването му. Извън рамките на толеранса, временната такса за дисбаланс ще включва и малка корекция, стимулираща ползвателите да балансират своето портфолио, в съответствие с чл. 22, параграф 6 от Регламента. Временната такса за дисбаланс ще бъде разработена в отделна Методика, подлежаща на обществени консултации и одобрение от КЕВР, заедно с Правила за балансиране на пазара на природен газ.

Становище на Обществена газова корпорация на Гърция (ДЕПА С.А.) от 30 април 2015 г.: Според ДЕПА С.А., въпреки, че докладът предвижда отлагане на пълното прилагане на Регламента с максимално допустимия срок 5 години, положителни са предвидените в доклада мерки, а именно: въвеждането на виртуална търговска точка, коригиращи заявки за ден напред или веднъж дневно в рамките на деня, преминаване от балансиращ газ в натура към обективно определена такса за дисбаланс, въвеждането на стриктни толеранси за дисбаланс и придружаващи леки корекции в цените и положително отношение към регионалната интеграция. ДЕПА С.А. счита, че значителните разлики, които ще изискват остатъчно балансиране на търговските дисбаланси от „Булгартрансгаз“ ЕАД, ще бъдат смекчени ефективно от коригиращите заявки за ден напред и веднъж дневно в рамките на деня на ползвателите, придружени от предложените стриктни толеранси за дисбаланс. ДЕПА С.А. изразява мнение, че високият пазарен дял на господстващия доставчик не е пречка за установяването на ликвиден пазар, а последица от липсата на регулаторни мерки, които дават възможност на такъв пазар да се развива. В България не липсва диверсификация на маршрутите, а по-скоро липса на експлоатация на съществуващата инфраструктура чрез договорености за обратен поток и ясни правила за оперативна съвместимост със съседните входно-изходни системи. След въвеждането им българският пазар ще се възползва от най-различни източници на природен газ, включително местния добив на съседните страни и втечен природен газ.

По предложението за алтернатива на платформа за балансиране, ДЕПА С.А. счита, че тази алтернатива, т.е. услуги по балансиране, следва да се въведе едновременно с платформата за балансиране, като допълнение към нея. Тогава платформата за балансиране ще има възможност да работи и да се повиши ликвидността на краткосрочния газов пазар. По предложението за такса при временен дисбаланс, ДЕПА С.А. твърди, че в доклада на „Булгартрансгаз“ ЕАД само се посочват разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014, но развитието на важни въпроси, като например нивото и структурата на леките корекции, е оставено за бъдещо предложение от ОПС към регулатора. Тази стъпка трябва да бъде прозрачна чрез обществени консултации. В тази връзка, ДЕПА С.А. препоръчва такава консултация да се упомене в доклада и да бъде под формата на открита среща-семинар и писмени становища. По предложението за толеранс, ДЕПА С.А. намира предложените разпоредби за много положителни и полезни за избягване на манипулирането на системата

и насърчаване на използването на коригиращи заявки за ден напред или веднъж дневно в рамките на деня, които могат почти напълно да балансират системата. ДЕПА С.А. насърчава приемането приоритетно на коригиращи заявки веднъж дневно в рамките на деня, а после на коригиращи заявки за ден напред, както и постепенно въвеждане през междинния период на повече от една такава коригираща заявка веднъж дневно в рамките на деня към цикъл за подаване на коригиращи заявки (чл. 15 от Регламента). Предлага коментарът върху установяването на дисбаланси на месечна база да бъде разяснен, за да се прилага, както по отношение на индивидуални ползватели, така и към системата като цяло. По отношение на предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД действия, които допринасят за повишаване на краткосрочната ликвидност, ДЕПА С.А. подчертава, че интеграцията на българския пазар на газ с регионалния пазар зависи повече от облекчаване на регулаторните пречки, отколкото от изграждане на нова инфраструктура. Това е особено вярно сред членовете на Европейския съюз от региона. Във връзка с времевите рамки и мерките за отстраняване на временни мерки, ДЕПА С.А. изразява мнение, че докладът на „Булгартрансгаз“ ЕАД не дава времева рамка за всяка от временните мерки, които са предложени в него. По този начин, ефективността на доклада като ангажимент към развитието е намалена. Предлага в доклада да бъде представена времева пътна карта. ДЕПА С.А. предлага също целите за постигане да бъдат обявени, както следва: оперативна съвместимост с други зони за балансиране; въвеждане на входно-изходна система с функционираща ВТТ; установяване на платформа за балансиране, придружена от коригиращи заявки за ден напред и веднъж дневно в рамките на деня. Друг коментар е, че липсата на ликвидност на българския пазар не е достатъчно основание, което да обоснове прилагането на необходимите временни мерки „по време на всичките пет години“. Ускоряването на въвеждането на мерките за създаване на ликвиден пазар е насочено да промени настоящата ситуация по-рано от пет години, в полза на всички.

„Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че направените коментари и констатации отразяват пълно и точно предвидените в доклада стъпки, които операторът на преносна система планира с оглед изпълнението на Регламента и повишаване ликвидността на българския газов пазар, респективно на регионалния пазар. За осъществяване целите на Регламента, чрез избраните временни мерки ще бъдат установени правила за балансиране, които да отразяват действителните потребности на системата, при отчитане на наличните и потенциалните ресурси и предвиждане на стимули за ефективно управление на балансовите портфейли на мрежовите ползватели чрез описаните инструменти, а именно: въвеждане на ВТТ, коригиращи заявки и стриктен толеранс. „Булгартрансгаз“ ЕАД изразява съгласие с мнението, че ниското ниво на ликвидност на пазара е следствие от редица фактори, включително липса на цялостно установени правила и сключени на тяхна база споразумения между операторите на преносни системи. При наличието на тези предпоставки, които да правят възможно максимално ефективно използването на съществуващата инфраструктура, „Булгартрансгаз“ ЕАД планира да използва всички потенциални източници на ликвидност в региона. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидената мярка по въвеждането на алтернатива на платформа за балансиране е свързана с липсата на ликвидни краткосрочни пазари и в съседните зони за балансиране, респективно липсата на източници на краткосрочни стандартизирани продукти, независимо от разполагаемостта на свободен междусистемен капацитет. До възникването на ефективен краткосрочен пазар в България или до възникване на достъп до енергийна борса с място на доставка виртуална търговска точка в българска зона за балансиране или на поне една съседна зона за балансиране, единствените действия за балансиране, които операторът може да предприеме са използване на услуги по балансиране, съгласно чл. 8, във връзка с чл. 6, параграф 3, б. „б“ от Регламента. Следователно, на този етап на развитие на регионалния пазар е възможно единствено използването на услуги по балансиране, респективно да бъде избрана мярката алтернатива

на платформа за балансиране. Видно от становището на „Булгартрансгаз“ ЕАД по предложението на „Овергаз Инк.“ АД, временната такса за дисбаланс по чл. 49 от Регламента ще бъде разработена в отделна Методика, подлежаща на обществени консултации, както и одобрение от КЕВР. Според оператора на преносната система, сетълментът ще бъде допълнително определен в Правила за балансиране на пазара на природен газ, след приемането на Правила за търговия с природен газ от КЕВР. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че на този етап от имплементирането на Регламента, мотивите за въвеждането на временните мерки са изложени в първия доклад за въвеждане на временни мерки. За текущата година, първа стъпка от изпълнението на временните мерки с оглед повишаване на ликвидността на краткосрочния пазар се явява създаването на ВТТ, последвана от създаване на процедура за подаване на коригиращи заявки в рамките на деня, в сътрудничество със съседните оператори на преносни системи. Действията, които ще бъдат предприети от „Булгартрансгаз“ ЕАД за отмяна на временните мерки, в т.ч. критериите и график за предприемане на тези действия, се планира да заемат място в Годишния доклад за 2015 г. по чл. 46 от Регламента, след одобряването на първия доклад с искане на одобрение за прилагане на временни мерки.

В изпълнение на процедурата за консултиране с националните регулаторни органи на съседните държави членки, на основание чл. 46, параграф 5, във връзка с чл. 27, параграф 2 от Регламент (ЕС) № 312/2014 КЕВР е изпратила разработения от „Булгартрансгаз“ ЕАД доклад за прилагане на временни мерки, с искане за изразяване на становище от страна на националните регулаторни органи на съседните държави-членки, а именно: Гръцкия регулаторен орган за енергия (RAE) и Румънския регулаторен орган за енергия (ANRE) с писма с изх. № E-15-45-4 от 12.06.2015 г.

В КЕВР не е постъпило становище от Румънския регулаторен орган за енергия в отговор на писмо с изх. № E-15-45-4 от 12.06.2015 г. на КЕВР, поради което с писмо с изх. №12-00-649 от 01.09.2015 г. КЕВР отново е приканила ANRE да изрази становище относно доклада на българския оператор на преносна система за прилагане на временни мерки. До приемане на настоящото решение в КЕВР не е постъпил отговор от ANRE.

В постъпилото в КЕВР писмо от 30 юли 2015 г. RAE изразява положително становище по доклада на българския ОПС, като посочва, че необходимостта от въвеждане на временни мерки е добре обоснована в част 5 от доклада, където се представя нивото на развитие и ликвидността на краткосрочния български газов пазар. В част 6 от доклада е включен изчерпателен списък с временните мерки, които ще се прилагат. „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага балансиращите услуги като алтернатива на балансираща платформа, тъй като се смята, че балансиращата платформа няма да доведе до повишена ликвидност на краткосрочния пазар на едро, за да помогне на оператора да извършва ефективни балансиращи действия. В същото време, „Булгартрансгаз“ ЕАД е в процес на създаване на ВТТ, където сделките между ползвателите ще се сключват двустранно, без участието на преносния оператор. По препоръка на RAE, КЕВР би могла в процеса на одобрение на този доклад за временните мерки или при подготовката на доклада за временните мерки за следващата година, да изясни някои въпроси, изложени подробно в становището на гръцкия регулаторен орган.

В заключение, RAE изразява становище, че предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД временна схема за балансиране наподобява основните елементи на схемата за балансиране, която се прилага на гръцкия газов пазар. Следователно, въвеждането на временни мерки от „Булгартрансгаз“ ЕАД ще подпомогне хармонизирането на схемите за балансиране, които се прилагат в Гърция и България и ще доведе до интегриране на пазара и ефективно функциониране на газовия пазар.

Предвид постъпилото становище от гръцкия регулаторен орган и с оглед всестранно и обективно оценяване на представения доклад от оператора на преносна система, с

писмо с изх. № Е-15-45-4 от 13.08.2015 г. КЕВР е поискала допълнителна информация и разяснения от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Дружеството е представило необходимата информация и разяснения по поставените въпроси.

Видно от т. 8 от доклада за прилагане на временни мерки, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага прилагането на временни мерки за период от пет години, което е в съответствие с чл. 45, параграф 4 от Регламента, като предвид ниското ниво на ликвидност на пазара най-вероятно ще ги прилага през всичките пет години. Междинните стъпки към пълното приложение на Регламента целят в най-голяма степен да подпомагат развитието на краткосрочната ликвидност на пазара на газ на едро. В зависимост от бъдещото развитие на пазара, вследствие на описаните по т. 7 от доклада действия, които ще допринесат за повишаване на краткосрочната ликвидност на пазара, съществува вероятност да възникне необходимост от създаване на платформа за балансиране, на която да могат да бъдат търгувани времеви и локални продукти, за да може операторът да извършва посредством тях дейности по балансиране (промяна на газовите потоци). При използването на временна мярка „платформа за балансиране“ по чл. 47 от Регламента, съгласно параграф 3 на същия, ако все още има недостатъчна ликвидност и времеви и локални продукти не могат да бъдат придобити на пазара (т.е. се е запазило положението на липса на платформа за търговия), националният регулаторен орган може да разреши оперирането на платформата за балансиране да продължи за нов срок, не по-дълъг от пет години. „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че оценка на необходимостта от създаване на платформа за балансиране може да бъде извършена след изпълнение на действията по т. 7 от доклада, не по-рано от 2017 г., като ефектът им върху повишаване на ликвидността ще бъде представян регулярно в годишните доклади до КЕВР по чл. 46 от Регламента.

На следващо място, „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че съгласно чл. 11, ал. 3 от Правилата за търговия с природен газ, балансирът разработва и предлага за одобрение от КЕВР Методика, в която ще бъдат ясно уредени и принципите на определяне на цената на газа за балансиране при възлагане на поръчки за услуги по балансиране, принципите на образуване на таксата за дневен дисбаланс в рамките на толеранса и извън него, и определянето на размера на малката корекция по чл. 22, параграф 6 от Регламента.

С предложението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за определяне на база за изчисляване на дневния толеранс (месечните заявки на ползвателя, разделени на броя дни в месеца) във внесените доклад се цели опростен подход при изчисляването му и получаване на еднакви стойности на абсолютния размер на дневните толеранси в рамките на един месец. Съществуват и други възможности за определяне на база за изчисление на дневния толеранс, освен предложени в доклада начин, в това число предложения от РАЕ (въз основа на потвърдените дневни заявки). Други алтернативи за определяне на базата са и такива, изложени по-горе във връзка със становището на „Овергаз Инк.“ АД. Определянето на начина на изчисляване на размера на дневния толеранс ще бъде обект на Правила за балансиране на пазара на природен газ по чл. 12, ал. 8 от ПТПГ.

След преглед на постъпилите становища от заинтересованите страни във връзка с гореизброените начини за формиране на размера на толеранса, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага посоченият в доклада начин да бъде заменен с метода, при който за база се приема максималния дневен капацитет от портфолиото на ползвателя, с което би се постигнала по-голяма оперативност и предвидимост, както за оператора, така и от страна на ползвателите на газопреносната система. От друга страна, в сравнение с предложението от РАЕ подход, по този начин ще се постигне по-висока абсолютна стойност на толеранса за всеки ползвател, в зависимост от резервирането от него капацитет, с оглед минимално стресиране на пазара при въвеждане на новата схема за балансиране. Постепенно, след въвеждане на пълен цикъл (в рамките на деня) коригиращи заявки, нивата на толеранс следва да се намаляват до пълното му отпадане, в изпълнение целите на Регламента.

На следващо място, „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че е в процес на създаване на виртуална търговска точка, на която сделките между регистрираните ползватели ще се сключват двустранно, без участие на оператора на преносна система. Операторът ще получава уведомления за сделка по чл. 5 от Регламента и ще отразява трансферите в дневните дисбаланси на двата участника. По този начин ще се осъществи въвеждането на предвидената мярка по използване на алтернатива на платформа за балансиране, която е свързана с липсата на ликвидни краткосрочни пазари и в съседните зони за балансиране, респективно липсата на източници на краткосрочни стандартизирани продукти, независимо от разполагаемостта на свободен междусистемен капацитет. До възникването на ефективен краткосрочен пазар в България или до възникване на достъп до енергийна борса с място на доставка виртуалната търговска точка в българска зона за балансиране, или възникване на краткосрочен пазар на поне една съседна зона за балансиране (например гръцката зона за балансиране), според оператора, единствените действия за балансиране, които могат да бъдат предприемани, са използване на услуги по балансиране съгласно чл. 8, във връзка с чл. 6, параграф 3, б. „б“ от Регламента. „Булгартрансгаз“ ЕАД изразява становище, че на този етап на развитие на регионалния пазар е възможно единствено използването на услуги по балансиране.

Предвид факта, че възлагането на поръчки за услуги по балансиране следва да се извършва от оператора на пазарен принцип чрез прозрачна и недискриминационна публична процедура без ограничение на възможните участници (чл. 8, параграф 3 от Регламента), както и че функционалността и начина на работа на ВТТ е на принципа на участие само на регистрирани за търговия в точката ползватели, операторът не следва да участва в сделките на ВТТ, освен ако регулаторът не одобри друга прозрачна и недискриминационна процедура, с която да разреши участието на „Булгартрансгаз“ ЕАД в сделките на ВТТ, при наличието на определени обстоятелства. Такива са случаите, при които са необходими бързи действия с оглед запазване на системата в експлоатационните ѝ граници (чл. 8, параграф 4 от Регламента). Такива специални разпоредби могат да бъдат предвидени при създаването на правила за функциониране на ВТТ, в рамките на Правилата за балансиране на пазара на природен газ. При използването на услуги за балансиране, също както при действията за балансиране, ОПС цели да промени входящите и изходящите потоци от/към газопреносната мрежа (получава природен газ за посрещане на краткосрочните колебания в търсенето и предлагането), докато сделките във ВТТ се свеждат до прехвърляне на собствеността на газа от един ползвател на друг и съответно не допринасят за промяна на потоците. При бъдещо благоприятно развитие на газовия пазар в България и възникване на необходимост за оператора да придобива краткосрочни стандартизирани продукти - времеви и локални продукти, за извършване посредством тях на дейности по балансиране (промяна на газовите потоци), „Булгартрансгаз“ ЕАД планира да използва всички потенциални източници на ликвидност в региона, включително за изпълнение на изискването на чл. 7, параграф 7 от Регламента за сътрудничество с операторите на преносни системи от съседни зони за балансиране, за да определят съответните продукти.

Предвид направеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД предложение за изменение на начина за изчисление на толеранса в представения със заявление с вх. № Е-15-45-4 от 22.05.2015 г. доклад относно прилагане на временни мерки, ОПС е представил за одобрение в КЕВР изменен и допълнен доклад относно прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 с писмо с вх. № Е-15-45-4 от 24.09.2015 г. Видно от същия, „Булгартрансгаз“ ЕАД ще определя толеранси на дневна база като +/-5% от максималния дневен капацитет от портфолиото на ползвателя.

Въз основа на всичко гореизложено, КЕВР установи, че предложеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобрение доклад за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов

кодекс за балансиране на газопреносните мрежи има необходимото съдържание и отговаря на изискванията на чл. 46, параграф 1 от Регламента. Дружеството е изпълнило задължението си по чл. 46, параграф 2 да се консултира със заинтересованите страни по предложението доклад. Анализът на изложените данни за текущото състояние на балансиране на мрежата и описанието на етапа на развитие и степента на ликвидност на краткосрочния пазар на газ на едро показва, че е налице много ниско ниво на ликвидност на краткосрочния пазар на газ на едро. Това, както и липсата на достъп до платформа за търговия, както в България, така на съседните газови пазари, отговаряща на критериите на чл. 10 от Регламент (ЕС) № 312/2014 налага прилагането на целесъобразни временни мерки съгласно Глава X от Регламента, както и предприемане от оператора на преносна система на действия за балансиране в този случай с цел повишаване ликвидността на краткосрочния пазар на газ на едро. След преглед на данните, анализа на състоянието на пазара на природен газ в България и предложените конкретни временни мерки, изложени в доклада на „Булгартрансгаз“ ЕАД, КЕВР приема, че българският оператор на преносна система аргументирано е обосновал необходимостта от предложените временни мерки и причините за въвеждането им.

Предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД временна мярка „алтернатива на платформа за балансиране“ е в съответствие с чл. 48 от Регламент (ЕС) № 312/2014. Същата включва услуги по балансиране като единствено възможни на този етап на развитие на регионалния пазар, които са в съответствие с чл. 8, във връзка с чл. 6 от Регламента, тъй като е налице липса на ликвидни краткосрочни пазари и в съседните зони за балансиране, респективно липса на източници на краткосрочни стандартизирани продукти, независимо от разполагаемостта на свободен междусистемен капацитет. Операторът на преносна система предвижда да обявява недискриминационни и прозрачни процедури за покупка на природен газ за балансиране, в съответствие с чл. 8 от Регламента.

Дружеството е представило информация, че е в процес на създаване на виртуална търговска точка, на която сделките между регистрираните ползватели ще се сключват двустранно, без участие на ОПС. В тази връзка, видно от доклада и допълнителната обосновка по постъпилите становища от заинтересованите страни, „Булгартрансгаз“ ЕАД обосновано приема, че функционалността и начина на работа на ВТТ е на принципа на участие само на регистрирани за търговия в точката ползватели, като операторът не следва да участва в сделките на ВТТ, освен ако КЕВР не одобри друга прозрачна и недискриминационна процедура, с която да разреши участието на „Булгартрансгаз“ ЕАД в сделките на ВТТ, при наличието на определени обстоятелства. Такива например са случаите, при които са необходими бързи действия с оглед запазване на системата в експлоатационните ѝ граници (чл. 8, параграф 4 от Регламента).

Като положителен и в съответствие с изискването на чл. 7, параграф 7 от Регламент (ЕС) № 312/2014 КЕВР оценява факта, че „Булгартрансгаз“ ЕАД планира да използва всички потенциални източници на ликвидност в региона, при бъдещо благоприятно развитие на газовия пазар в България и възникване на необходимост за оператора да придобива краткосрочни стандартизирани продукти - времеви и локални продукти, за извършване посредством тях на дейности по балансиране (промяна на газовите потоци).

Обосновано е приложението на предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД временна мярка „такса при временен дисбаланс“ съгласно чл. 49 от Регламент (ЕС) № 312/2014, тъй като поради липса на търговска платформа, която да е ликвидна и да отговаря на критериите по чл. 10 от Регламента, не е възможно да се определи среднопретеглената цена на природния газ, търгуван на платформата за всеки газов ден, респективно не могат да бъдат определени пределните продажни и покупни цени на газа за балансиране. В тази връзка, ОПС предвижда формирането на такса при временен дисбаланс за съответния ден като еквивалент за пазарната цена, свързана с доставката на услуги по балансиране плюс/ ми-

нус малка корекция, определен и в съответствие с чл. 22, параграф 6 от Регламента. В изпълнение на чл. 49, параграфи 1 и 2 от Регламент (ЕС) № 312/2014, съответно чл. 19, ал. 2 от ПТПГ, в доклада „Булгартрансгаз“ ЕАД е предвидил приемане на Методика за изчисляване на временните такси за дисбаланс, която да бъде одобрена от КЕВР по предложение на ОПС. В Методиката ще бъдат уредени и принципите на определяне на цената на газа за балансиране при възлагане на поръчки за услуги по балансиране, принципите на образуване на таксата за дневен дисбаланс в рамките на толеранса и извън него, и определянето на размера на малката корекция по чл. 22, параграф 6 от Регламента. Следва да се отбележи, че приемането на такава методика се осъществява след обществени консултации и при гарантиране на възможност на всички заинтересовани страни да изразят своето становище и предложения съгласно българското законодателство.

Предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД временна мярка „толеранс“ е в съответствие с чл. 50 „Допустимо отклонение“ от Регламент (ЕС) № 312/2014. Операторът на преносната система е извършил преглед на постъпилите становища от заинтересованите страни във връзка с възможните начини за формиране на размера на толеранса. В резултат, в представения в КЕВР за одобрение изменен и допълнен доклад относно прилагане на временни мерки по Регламента в частта, касаеща толеранса, „Булгартрансгаз“ ЕАД е обосновавал прилагането на метод, при който за база се приема максималния дневен капацитет от портфолиото на ползвателя. Основателен мотив затова е, че по този начин би се постигнала по-голяма оперативност и предвидимост, както за оператора, така и от страна на ползвателите на газопреносната система.

КЕВР приема, че действията на „Булгартрансгаз“ ЕАД по прилагане на предложените временни мерки ще допринесат за стимулиране повишаването на ликвидността на краткосрочния пазар на газ на едро, както и за хармонизирането на режимите за балансиране и ефикасно функциониране на пазара на природен газ в съответствие с Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи. Предвид обстоятелството, че предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД временна схема за балансиране наподобява основните елементи на схемата за балансиране, която се прилага на гръцкия газов пазар, въвеждането на временни мерки ще подпомогне хармонизирането на схемите за балансиране, които се прилагат в Гърция и България и ще доведе до интегриране на пазара и ефективно функциониране на газовия пазар.

Издавания по т. 1:

Е. Маринова докладва правните аспекти относно постъпилото в КЕВР заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на доклад за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи.

И. Иванов каза, че „Булгартрансгаз“ ЕАД настоява за петгодишен период на дерогация. Това означава ли, че временните мерки ще бъдат прилагани през петте години или може да възникне предпоставка за преждевременното им прекратяване? Пет години е твърде дълъг срок и аргументите на дружеството за ниска ликвидност може да бъдат коренно променени след три години, предвид плановете за строителството на различни газопроводи, терминали и т.н.

В. Василева отговори, че съгласно условията на Регламент (ЕС) № 312/2014, както и съгласно българското законодателство относно правилата за търговия с природен газ, всеки оператор на преносна система е длъжен, след започване на прилагането на временни мерки, да представи годишен доклад. След анализ, ако се установят предпоставки за прекратяването на определени временни мерки, това може да бъде направено. Дружеството изрично е отбелязало тази възможност, като е записано, че следва да бъдат посочени въз-

мogućности във връзка с платформите и схемите за балансиране на съседните пазари в региона и в частност на гръцкия пазар на газ на едро. Посочена е възможността след 2017 г. да започне действието на платформа за търговия. Това може да стане едва след като бъде извършен анализ какъв е ефектът от прилагането на временните мерки, след което е възможно да се пристъпи към други, съгласно регламента.

И. Иванов обобщава, че през всяка една от тези пет години действието на временните мерки е възможно да бъде прекратено, въз основа на заключенията на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Е. Маринова допълва, че това може да бъде направено, ако се установи, че пазарът е достатъчно ликвиден.

И. Иванов обърна внимание, че от страна на гръцкия регулатор е получен отговор с шест допълнителни въпроса към „Булгартрансгаз“ ЕАД. Има ли яснота дали гръцкият регулатор приема разясненията, които „Булгартрансгаз“ ЕАД дава по тези въпроси?

В. Василева отговори, че по отношение на тази процедура изрично е предвидено, че националният регулаторен орган е този, който трябва да изследва дали са налице всички предпоставки на регламента, за да може прилагането на временни мерки да доведе до повишаване на конкурентоспособността и ликвидността на дългосрочния пазар на газ на едро. „Булгартрансгаз“ ЕАД е обсъдило бележките на гръцкия регулаторен орган и работната група е взела предвид коментарите и становищата. Те не са изпратени, защото няма задължение отново да бъдат провеждани консултации. В резултат на постъпилата информация е установено, че има сходство в системите за балансиране към този момент и това създава вероятност за възможно съдействие чрез осъществяването на регламент и от двете страни.

И. Иванов каза, че подобни писма са изпратени не само до гръцкия регулатор, но и до румънския, от който няма отговор. Има ли изискване за получаване на отговор, преди да бъде взето решение за временни мерки? Може ли липсата на становище от страна на румънския регулатор да възпрепятства това решение?

В. Василева отговори, че според изискванията на регламента, националният регулаторен орган е задължен да проведе консултации. Трябва да се има предвид, че това е нов регламент и практиката на останалите регулаторни органи не е известна, ако подобно становище не постъпи при тях. От гледна точка на последствията, трябва да се има предвид, че „Булгартрансгаз“ ЕАД е задължено да изпълни изискванията на регламента от 01.10.2015 г. Подобно изчакване ще доведе до невъзможност на оператора да започне прилагането на временните мерки и на задължението да прилага регламента в цялост, считано от тази дата.

И. Иванов каза, че Комисията трябва да се произнесе преди 01.10.2015 г. Редно е това да стане преди вземане на решението за цените на природния газ за четвъртото тримесечие, за да може временните мерки да влязат в сила от 01.10.2010 г.

С оглед гореизложеното, на основание чл. 46, параграф 4 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи и чл. 19, ал. 3 от Правилата за търговия с природен газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Одобрява представения от „Булгартрансгаз“ ЕАД с писмо с вх. № Е-15-45-4 от 24.09.2015 г. изменен и допълнен доклад за прилагане на временни мерки по чл. 46 от Рег-

ламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи;

2. Решението да се публикува и да се съобщи на Агенцията за сътрудничество на регулаторите на енергия и на Европейската комисия.

Решението е взето **със седем гласа „за”** (И.Иванов, С.Тодорова, Р. Осман, В. Владимиров, Г.Златев, Е.Харитонов, В.Петков), от които **три гласа** (В. Владимиров, Г.Златев, Е.Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-29-9 от 09.05.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-29-9 от 26.06.2015 г., подадено от **„Комекес” АД за одобряване на бизнес план за територията на община Самоков за периода 2014-2018 г.**, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-29-9 от 09.05.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-29-9 от 26.06.2015 г., от „Комекес” АД за одобряване на бизнес план за територията на община Самоков за периода 2014-2018 г.

Със Заповед № 3-Е-153 от 19.05.2014 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката и Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). В резултат на извършена проверка на подаденото заявление по реда на чл. 4 от НЛДЕ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-29-9 от 15.05.2014 г. на Комисията, от дружеството е изискано да представи следните допълнителни данни и документи: решение на управителния орган на дружеството за финансиране със собствени средства на инвестиционната програма за периода 2014-2018 г.; доказателства за източниците на финансиране с привлечен капитал на инвестиционната програма на дружеството; анализ и обосновка на изпълнението на бизнес плана за периода 2009-2013 г.; отчетни данни за извършени инвестиции, изградена мрежа, групи клиенти и отчетена консумация за периода 2009-2013 г. С писмо с вх. № Е-15-29-9 от 29.05.2014 г. „Комекес” АД е предоставило исканата информация.

Във връзка с наличието на отчетни данни за базовата 2013 г. и за 2014 г., с писмо с изх. № Е-15-29-9 от 27.04.2015 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да актуализира параметрите на бизнес плана и електронния модел на цените за периода 2014-2018 г. за територията на община Самоков, както и да представи актуализирани заявления за одобряване на бизнес план и за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител.

Със заявление с вх. № Е-15-29-9 от 26.06.2015 г. „Комекес” АД е подало актуализиран бизнес план за периода 2014-2018 г. за територията на община Самоков. След извършен преглед на предоставените от дружеството данни и документи са установени неточности. В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-29-8 от 10.07.2015 г. на КЕВР, от „Комекес” АД е изискано да представи коригиран финансов модел на цените и преработен бизнес план за периода 2014-2018 г. С писмо с вх. № Е-15-29-8 от 21.07.2015 г. „Комекес” АД е представило само справка „Капиталова структура и данъчни задължения”. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-29-8 от 29.07.2015 г. на КЕВР, от „Комекес” АД е изискано да представи коригиран електронен модел на цените, като цените и капиталовата структура да са коректно отразени в бизнес плана за периода 2014-2018 г. С писмо с вх. № Е-15-29-8 от 12.08.2015 г. „Комекес” АД е представило преработен бизнес план и коригиран електро-

нен модел на цените. Във връзка с допуснати неточности, с писмо с вх. № Е-15-29-9 от 04.09.2015 г. „Комекес” АД е представило отново преработен бизнес план и коригиран модел на цените.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:

Общи данни за „Комекес” АД

„Комекес” АД е титуляр на лицензия № Л-174-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” за територията на община Самоков и лицензия № Л-174-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Самоков.

С Решение № БП-03 от 22.03.2010 г. Комисията е одобрила бизнес план на „Комекес” АД за територията на община Самоков до 2013 г. включително.

С Решение № Ц-019 от 26.04.2010 г. Комисията е утвърдила на „Комекес” АД цени за пренос през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител при изградена връзка с преносната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков до 2013 г. включително.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

„Комекес” АД не е спазило изискването на чл. 13, ал. 5 от НЛДЕ, съгласно който всеки следващ бизнес план лицензиантите представят за одобряване от Комисията не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план.

Настоящо положение на дружеството

Изградената газоразпределителна мрежа (ГРМ) на територията на община Самоков е с дължина 77 061 м, от които 18 297 м са изградени от стомана и 58 764 м газопроводи са от полиетилен висока плътност. Към заявлението за одобряване на бизнес план са приложени три броя карти на изградената газоразпределителна мрежа на територията на община Самоков в М1:15 000.

В края на 2013 г. към газоразпределителната мрежа, собственост на дружеството, са присъединени 1 030 клиенти, от които 14 промишлени, 109 обществено-административни и търговски и 907 битови клиенти. За 2013 г., общата годишна консумация на природен газ е 8 802 хил. м³, от която 3 301 хил. м³ са от промишлените, 4 508 хил. м³ от обществено-административните и търговски и 993 хил. м³ от битовите клиенти.

I. Изпълнение на бизнес плана на „Комекес” АД за периода 2009-2013 г.

„Комекес” АД е планирало за периода 2009-2013 г. да изгради 65 495 м газоразпределителна мрежа на лицензираната територия, а са изградени 20 350 м, което е 31.07% от предвиденото в одобрения бизнес план на дружеството. Планираните общи инвестиции за периода 2009-2013 г. са в размер на 8 770 хил. лв., а извършените инвестиции са 2 335 хил. лв., което е 26.62% от предвиденото в одобрения бизнес план на дружеството. Изпълнението на изградената мрежа за изминалите години е следното: 2009 г. – 89%, 2010 г. – 61%, 2011 г. – 15%, 2012 г. – 2% и за 2013 г. – 5%. Изпълнението на инвестициите в ГРМ и съоръжения за изминалите години е: 2009 г. – 98%, за 2010 г. – 32%, 2011 г. – 22%, 2012 г. – 3%. и за 2013 г. – 13%.

Сравнение на данните за изградена ГРМ и инвестиции за периода на бизнес план 2009–2013 г. и отчетните данни за същия период е посочено в таблица № 1:

таблица № 1

Параметър	Мярка	БП 2009г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2010г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2011г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2012г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2013г.	Отчет	Изпълнение %

Изградена ГРМ	м	8 293	7 384	89%	15 988	9 812	61%	15 038	2 273	15%	14 302	238	2%	11 874	643	5%
Инвестиции в ГРМ и съоръжения	хил.лв.	1 038	1 015	98%	1 808	574	32%	2 296	504	22%	2 194	60	3%	1 434	182	13%

От данните в горната таблица е видно, че изпълнението на изградената ГРМ и съоръжения се понижава от 89% през 2009 г. до 5% за 2013 г. Същата тенденция се наблюдава и в реализираните инвестиции в ГРМ и съоръжения, като от 98% за 2009 г. изпълнението се понижава до 13% през 2013 г.

Сравнение на данните за прогнозната консумация за периода на бизнес план 2009–2013 г. и отчетни данни за същия период е посочено в таблица № 2:

таблица № 2

Клиенти	Марка	БП 2009г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2010г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2011г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2012г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2013г.	Отчет	Изпълнение %
Промислени	хм. ³ /г.	4 868	2 885	59%	4 908	2 870	58%	4 928	2 808	57%	4 968	3 283	66%	5 008	3 301	66%
ОА и Т	хм. ³ /г.	4 965	3 888	78%	5 080	4 420	87%	5 388	4 741	88%	5 484	4 563	83%	5 612	4 508	80%
Битови	хм. ³ /г.	999	1 036	104%	1 264	1 125	89%	1 631	1 272	78%	2 117	1 260	60%	2 736	993	36%

От данните в таблица № 2 е видно, че по отношение на консумацията на промишлените клиенти, изпълнението на бизнес плана е 59% за 2009 г. и нараства до 66% за 2013 г. Изпълнението по отношение на консумацията на обществено-административните клиенти има увеличение от 78% през 2009 г. до 80% през 2013 г. Изпълнението на бизнес плана по отношение на консумацията на битовите клиенти бележи спад от 104% за 2009 г. до 36% през 2013 г.

Планираната обща консумация на промишлените клиенти за периода 2009-2013 г. е в размер на 24 680 хил. м³, а реализираната обща консумация е 15 147 хил. м³, което е 61% от предвиденото в одобрения бизнес план.

Планираната обща консумация на обществено-административните и търговски клиенти за периода 2009-2013 г. е в размер на 26 529 хил. м³, а реализираната обща консумация е 22 120 хил. м³, което е 83% от предвиденото в одобрения бизнес план.

Планираната обща консумация на битовите клиенти за периода 2009-2013 г. е в размер на 8 747 хил. м³, а реализираната обща консумация е 5 686 хил. м³, което е 65% от предвиденото в одобрения бизнес план.

Планираната обща консумация на всички клиенти за периода 2009-2013 г. е в размер на 59 956 хил. м³, а реализираната е 42 953 хил. м³, което е 72% от предвиденото в одобрения бизнес план на дружеството.

От гореизложеното е видно, че по отношение на консумацията на всички групи клиенти има неизпълнение на бизнес плана за периода 2009-2013 г.

Към края на отчетната 2013 г., общият брой на клиентите на „Комекес” АД е по-нисък от заложеното в бизнес плана на дружеството за изтеклия регулаторен период.

Сравнение на данните за броя клиенти по групи за периода на бизнес план 2009-2013 г. и отчетни данни за същия период е посочено в таблица № 3:

таблица № 3

Клиенти с натрупване	Марка	БП 2009г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2010г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2011г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2012г.	Отчет	Изпълнение %	БП 2013г.	Отчет	Изпълнение %
Промислени	бр.	15	14	93%	16	14	88%	17	14	82%	18	14	78%	19	14	74%
ОА и Т	бр.	96	103	107%	102	107	105%	109	109	100%	116	109	94%	122	109	89%
Битови	бр.	820	773	94%	1 052	812	77%	1 365	859	63%	1 772	887	50%	2 281	907	40%

По отношение на присъединяването на промишлени клиенти, изпълнението на бизнес плана е 93% през 2009 г., следва спад до 74% през 2013 г. Изпълнението на бизнес

плана по отношение на присъединяването на общественно-административните и търговски клиенти е 107% през 2009 г. и следва спад до 89% за 2013 г. Понижение се отчита и в изпълнението на бизнес плана по отношение на присъединяването на битовите клиенти - от 94% през 2009 г. до 40% през 2013 г.

Според приложената от „Комекес” АД обосновка, през разглеждания период се наблюдава нисък интерес от потенциалните клиенти на територията на община Самоков към газификацията, особено изразен при групите на промишлените и битовите клиенти, в резултат на характерната за периода икономическа криза и всеобща стагнация на икономическата активност на стопанските субекти и населението. Предвидените за строителство туристически обекти на територията на общината, които са залегнали в бизнес плана, не са реализирани. Негативно влияние върху икономическото състояние на „Комекес” АД е оказало и рязкото свиване на потреблението на вече присъединени към газоразпределителната мрежа клиенти. Тази тенденция е особено характерна за промишлените клиенти. За целият период на бизнес плана, броят им не се е увеличил.

II. Бизнес план на „Комекес” АД за периода 2014-2018 г.

Бизнес планът на „Комекес” АД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация, работната група разгледа и анализира основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството към момента на съставяне на бизнес плана, и очакваното развитие на дейността за периода 2014-2018 година.

1. Инвестиционна програма

Според „Комекес” АД инвестиционната програма е разработена на базата на детайлно развита стратегия за развитие на газификацията на територията на община Самоков, основни цели на която са: развитие на газоснабдяването на територията на лицензията; максимално точно прогнозиране на дългосрочните тенденции; относителна дългосрочност на поставяните конкретни задачи и цели; следване развитието на туристическите дестинации на територията на лицензията и осигуряване на възможност за газификация на съществуващите и нови обекти; газификация на обособени жилищни и промишлени зони на територията на община Самоков, както и уплътняване на съществуващата мрежа чрез включване на нови консуматори; присъединяване на нови консуматори, респективно потребление на природен газ през отделните етапи, което да осигури възможност за реинвестиране в развитието на газоразпределителната мрежа; максимално използване капацитета на наличната газоразпределителна мрежа при нейното оптимално разширяване.

Според дружеството, характерните особености на инвестициите в газоразпределителни мрежи са: инвестициите в областта на изграждане на газоразпределителната мрежа следва да отчитат дългосрочния характер на използваното оборудване и апаратура, както и сравнително минималните възможности за неговото обновяване и реконструкция; инвестициите в областта на експлоатационното оборудване трябва да отчитат и бързото морално изхабяване, особено отчетливо при прибори за търговско измерване, защита и контрол; жизненият цикъл на ГРМ е достатъчно дълъг, което е определящо при проектирането и изграждането ѝ; ограничените възможности за бързо пренасочване на инвестиционните ресурси при фиксиране на дадена цел; заделянето на значителна част от средствата за поддържане на експлоатационната технология на съвременно равнище.

Инвестиционната програма на дружеството е разработена въз основа на гореописаната инвестиционна стратегия. Тя е насочена, както към разширяване и уплътняване на ГРМ в регулацията на град Самоков и курортния комплекс Боровец, така и към развитие на ГРМ на територията на общината, и поетапно достигане до перспективни райони с висока концентрация на туристически обекти. Инвестиционната програма включва изграждане на разпределителни газопроводи от полиетилен висока плътност (PE-HD), отклонения до консуматори и съоръжения към тях.

1.1. Основни направления на инвестиционната програма са:

1.1.1. Развитие на ГРМ на територията на лицензията и достигане на нови райони за газификация:

- 2016 г. – достигане на ГРМ до с. Бели Искър и с. Мала Църква и захранване на клиенти в тях;
- 2017 г. – достигане на ГРМ до с. Маджаре и с. Говедарци, както и затваряне на газоразпределителния пръстен гр. Самоков – к.к. Боровец – с. Бели Искър;
- 2018 г. – достигане до дестинация Белчин и к. к. Мальовица – Гьолечица и захранване на туристически обекти в тях;
- 2019 г. – развитие на газоразпределителната мрежа до новоизградения курортен комплекс „Дестинация Рила”.

1.1.2. Разширяване и уплътняване на ГРМ в регулацията на гр. Самоков, основно в зоните на Самоков - Юг, Промислена и Север и Запад, както и разширяване и уплътняване на ГРМ в к.к. Боровец с включване на нови клиенти от промишления, обществено-административния и търговски, и битовия сектор.

Според дружеството, към края на прогнозния период мрежата трябва да обхване над 85% от територията на гр. Самоков и к. к. Боровец.

1.1.3. Изкупуване на газоразпределителна мрежа. В бизнес плана е предвидено през 2015 г. изкупуване на ГРМ с обща дължина 5 306 м, собственост на „Боровец-газ” АД, за която в момента дружеството плаща наем.

Основните технически параметри на изградената газоразпределителна мрежа към края на 2014 г. са посочени в таблица № 4:

таблица № 4

Диаметри	Дължина (м)	Стойност (лв.)
Сторманени газопроводи		
Ø377	1 080	193
Ø325	4 330	584
Ø219	8 050	875
Ø159	1 172	106
Ø108	2 010	159
Ø89	1 578	117
Ø57	77	5
Общо стомана	18 297	2 039
Газопроводи РЕ-НД		
Ø110	4 084	260
Ø90	11 761	640
Ø63	29 918	1 518
Ø32	13 001	618
Общо РЕ-НД	58 764	3 036
Всичко	77 061	5 075

1.2. Етапи при реализирането на инвестиционната програма

По данни на дружеството, изграждането на газоразпределителната мрежа се извършва в следната последователност:

- *Проектиране*

Проектирането на газоразпределителната мрежа от оградата на АГРС до оградата на всеки промишлен, обществено-административен и битов клиент се извършва от външни подизпълнители, като основни партньори на дружеството в реализирането на тази дейност са „АиА Инженеринг” ООД и „Самоков газ 05” ЕООД. Тези дружества изпълняват

комплексни инженерингови услуги: проучване, проектиране, доставка на оборудване и материали, монтаж и въвеждане в експлоатация на промишлени и битови газови инсталации за природен газ.

- *Строителство*

По данни на „Комекес” АД, едни от основните партньори на дружеството при изграждането на газоразпределителните мрежи са „Хидростроител – ПА” ООД и „Самел-90” АД, които имат необходимия опит, възможности, квалифицирани специалисти и ценз за качествено изпълнение на строителните дейности. И двете фирми имат издадени Удостоверения от Камарата на строителите в България за изпълнение на строежи от трета група – строежи от енергийната инфраструктура - строежи от първа до трета категория. „Хидростроител – ПА” ООД разполага с необходимите специалисти, оборудване и организация за извършването на дейностите по изграждането на газоразпределителните мрежи. Основната дейност на компанията е насочена към изграждането на инфраструктурни обекти, промишлено и гражданско строителство, изграждане на канализационни колектори, улични и магистрални водопроводи, канализационни колектори, вертикални планировки, изграждане и ремонт на пътища, улици и тротоари. „Хидростроител – ПА” ООД е член на Българската строителна камара и е сертифицирана по ISO 9001:2000 и BS OHSAS 18001&2007 от LRQA.

- *Експлоатация*

Снабдяването и разпределението на природен газ е задължение на „Комекес” АД. Оперирането, управлението, поддържането и експлоатацията на газоразпределителната мрежа се осъществява от дружеството със свои специалисти и други, наети чрез възлагане на базата на договорни отношения.

1.3. *Прогнозни инвестиции на територията на община Самоков*

Общо за петгодишния период на бизнес плана, „Комекес” АД предвижда изкупуването на 5 306 м газопроводи, изграждането на 67 240 м газоразпределителна мрежа и принадлежащите ѝ съоръжения на територията на община Самоков, на обща стойност 12 016 хил. лв.

Дължината на предвидените за изграждане газоразпределителни мрежи и брой съоръжения по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 5:

таблица № 5

Дължина на ГРМ и брой съоръжения	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Общо
Изкупуване на ГРМ	метър	0	5 306	0	0	0	5 306
Линейна част и отклонения	метър	96	1 724	14 911	17 891	32 618	67 240
Промислени и ОА съоръжения	брой	1	4	17	21	13	55
Битови съоръжения	брой	16	40	95	145	213	509

Разпределението на стойността на инвестициите по години за периода на бизнес плана е посочено в таблица № 6:

таблица № 6

Инвестиции	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Общо
Изкупуване на ГРМ	хил.лв.	0	1 100	0	0	0	1 100
Линейна част и отклонения	хил.лв.	4	158	2 513	2 619	5 213	10 507
Съоръжения, без битови	хил.лв.	3	20	67	90	73	253
Съоръжения битови	хил.лв.	8	12	29	44	64	156

ОБЩО:	хил.лв.	15	1 290	2 608	2 752	5 350	12 016
--------------	---------	-----------	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------

Предвидени са и инвестиции в други дълготрайни активи, необходими за извършването на лицензионните дейности. Те са прогнозираны с оглед покриване изискванията на разрастващата се дейност (увеличаващи се дължина на ГРМ, брой клиенти и други).

Разпределението на инвестициите в други активи е посочено в таблица № 7:

таблица № 7

Параметър	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Общо
Транспортни средства	хил. лв.	0	0	25	0	0	25
Офис техника	хил. лв.	0	1	1	1	1	4
Офис оборудване	хил. лв.	0	0	1	1	1	3
Дълготрайни нематериални активи	хил. лв.	0	1	1	1	1	4
Общо инвестиции:	хил.лв.	0	2	28	3	3	36

Структура на инвестиционните разходи

Основно, разходите за инвестиции са разходи за материали и за външни услуги, в т.ч. разходи за проектиране, положен труд и начислени осигуровки върху възнаграждението на работниците, наети през периода на инвестицията.

Разходите за материали включват в състава си разходи за покупка на тръби, арматура, оборудване и др.

Разходите за СМР – извършване на гама контрол, изпитания за якост и плътност, изкопи, възстановяване на настилките, полагане тръбопроводи, монтаж, транспорт и др.

Други разходи – включват всички държавни и общински такси и разходите за строителен и технически надзор.

Структурата на разходите за инвестиции е посочена в таблица № 8:

таблица № 8

Инвестиционни разходи	Дял, %
Проектиране	4,26
Материали	30,80
СМР	60,68
Други разходи	4,26

2. Производствена програма

Според дружеството, разработването на производствената програма за лицензираната територия се основава на средносрочна прогноза, съобразена с тенденциите на пазара. Като основни фактори, определящи пазара, могат да се изтъкнат: нуждите на крайните клиенти, равнището на доходите на потенциалните клиенти, влиянието на общите икономически тенденции и плана за развитие на туризма в община Самоков.

Очакваната консумация е определена на база маркетингово проучване за установяване на прогнозния потенциал на потреблението на природен газ. За групата на стопанските клиенти е направен анализ на потреблението на алтернативни енергоизточници, както и съответните производствени мощности за всеки един клиент поотделно. За прогнозните клиенти в планираните за развитие нови туристически локации, параметрите на потреблението са изчислени на база на плановете за застрояване и опита, който дружеството има при газификация на подобни обекти.

„Комекес” АД е проучило нагласите на битовите клиенти за преминаване към природен газ. На база на данните от проучването, дружеството е обособило различни катего-

рии клиенти, като в зависимост от прогнозираното икономическо и демографско развитие на общината е определен потенциалния пазар на природен газ за всяка една от категориите. В зависимост от климатичните данни за региона, съществуващия жилищен фонд и прогнозите за градоустройствено развитие е определена потенциалната консумация на средностатистическо домакинство и разпределението ѝ в годишен план.

Дружеството прогнозира поетапно да бъдат включени 100% от промишлените и 100% от общественно-административните и търговски клиенти. Потреблението за групата на битовите клиенти е определено въз основа на предпазлива концепция за присъединяване към газоразпределителната мрежа, която предполага плавно нарастваща активност на клиентите във връзка с излизане от икономическата криза и постепенно подобряващо се общо икономическо положение в страната.

В края на петгодишния прогнозен период, годишната консумация на природен газ за територията на община Самоков е прогнозирана да достигне 11 442 хил. м³/г., реализирана от 1 594 броя клиенти.

Броят на потенциалните клиенти по групи за периода на бизнес плана е посочен в таблица № 9:

таблица № 9

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени	брой	14	14	16	18	18
ОА и Т	брой	109	113	128	147	160
Битови	брой	923	963	1 058	1 203	1 416
ОБЩО:	брой	1 046	1 090	1 202	1 368	1 594

Прогнозната консумация на природен газ по групи клиенти е посочена в таблица № 10:

таблица № 10

Групи клиенти	Мярка	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Промислени	хил. м ³ /г.	3 683	3 905	3 924	4 009	4 095
ОА и Т	хил. м ³ /г.	3 939	4 634	4 854	5 246	5 647
Битови	хил. м ³ /г.	1 208	1 239	1 321	1 473	1 700
ОБЩО:	хил. м³/г.	8 830	9 779	10 099	10 729	11 442

Пълен списък на всички потенциални клиенти от стопанския сектор, с нанесени данни за максимална часова консумация, прогнозно годишно потребление и година на присъединяване към ГРМ, е представен като приложение към бизнес плана.

Газификация на промишлени клиенти

Дейността на дружеството по отношение на газификацията на клиентите от тази група се осъществява чрез подмяна или ремонт на съществуващите горивни уредби, годни за работа с природен газ. В котелните помещения ще се изгражда аварийна вентилация, аварийно осветление, аварийно-известителна звукова и светлинна сигнализация с датчици за постоянен контрол на концентрацията на отровни газове в помещението.

Газификация на административни и обществени сгради и търговски клиенти

Според дружеството, включването на тази група клиенти към газоразпределителната мрежа ще се извършва чрез монтаж на необходимото газово оборудване или чрез реконструкция на съществуващото. С приоритет ще се включват обществени заведения със социална значимост като училища, детски заведения, административни сгради и др.

Газификация на битови клиенти

В газифицираните жилища, природният газ постъпва след като предварително налягането му е регулирано от 0.1 на 0.02 бара с регулатор, монтиран пред измервателните устройства. Вътрешната инсталация се извършва от собственика и се заплаща от него.

3. Ремонтна (експлоатационна програма)

Ремонтната програма на „Комекес” АД обхваща дейности по отношение на изграждане и управление на ГРМ, периодични огледи и ревизии, поддържане и текущи ремонти с подмяна на детайли и елементи, проверка на измервателната и регулиращата арматура и аварийни ремонти.

Дейностите, извършвани от газоразпределителното дружество по отношение на газопроводите от ГРМ, включват: обхождане на трасето и водене на експлоатационен дневник; проверка за загазяване на шахти, колектори, сутерени и др. на разстояние до 15 м от двете страни на газопровода; съгласуване и контрол на строително-монтажни работи в близост до подземни газопроводи от външни организации и лица; дегазиране и загазяване на действащи и нови газопроводи при планови работи по разширение на ГРМ; текуща поддръжка на кранови възли; боядисване, противопожарни мерки около площадките, гърнета и др.; извършване на основни ремонти, в т.ч. на кранови възли; поддържане на аварийна готовност и аварийен резерв на части, възли и детайли за съоръжения и КИП и А; анализ на качеството на природния газ; планов ремонт и обследване на ГРМ, съоръжения и КИП и А; извънпланови (аварийни) ремонти; извършване на обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране на утечки на природен газ; съставяне на досиета, картографски материал (картни листове) и база данни за разпределителните газопроводи, крановите възли и отклоненията в мрежата.

Дейностите, извършвани от газоразпределителното дружество по отношение на системата за катодна защита, включват: измерване на електрическите потенциали и съставяне на протоколи за резултатите от измерванията; анализ и мерки; поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации, включително настройващи работи; поддръжка и обслужване на въздушни преходи (боядисване, ограждения, предупредителни табелки); извършване на ремонти по системата (анодни заземители, електроизолиращи фланци, КИК, станции за катодна защита).

Дейностите, извършвани от газоразпределителното дружество по отношение на съоръженията и инсталациите, включват: обслужване на оборудването (регулатори на налягането, КИП, КЗП) от експлоатационния персонал с извършване на проверка и настройка; извършване на основни ремонти и преустройства; проверка и обслужване на одориращата станция, в т.ч. функциониране, дозировка на одорант, обезгазявания и поддържане на „База данни” за концентрацията на одорант в газоразпределителната мрежа; съставяне на досиета и на „База данни” за съоръженията (вкл. паспорт, схема и устройство и инструкция за експлоатация на всяко съоръжение); проверка и подаване на природен газ на нови промишлени и обществено-административни клиенти, инструктаж; проверка и подаване на природен газ за сградни газови инсталации на нови битови клиенти, инструктаж; текуща поддръжка на съоръженията.

Дейностите, извършвани от газоразпределителното дружество по отношение на разходомерните системи, включват: измерване и отчитане на количествата природен газ; обслужване на разходомерите; изготвяне на годишни календарни графици за метрологична проверка на средствата за измерване (СИ); съставяне и поддържане на „База данни” за всички елементи на разходомерните системи.

Дейностите за аварийна готовност и газова безопасност включват: организиране и провеждане на аварийни тренировки; проверка на степента на одориране на газа по камерен метод; проверка на концентрацията на одорант в газа по приборен метод; поддръжка на аварийния автомобил и оборудването.

Дейностите за работа с клиентите включват: следене и регулиране на работните и аварийни режими на газоразпределителната мрежа в съответствие с договорите за доставка; ръководство при пускането и спирането на газ към клиенти; издаване на оперативни разпореждания на експлоатационния персонал; експлоатация и поддръжка на автоматизираните средства за диспечерско управление; приемане на заявки от клиенти и упълномощени лица и подаване на заявки към висшестоящ диспечер; водене на оперативна документация.

4. Социална програма

„Комекес” АД предвижда да осъществи своята социална програма, насочена към служителите на дружеството, чрез: предоставяне на средства за храна, спорт, отдых и туризъм; медицинско обслужване на служителите; периодично провеждане на курсове за повишаване на квалификацията.

Дружеството предвижда газификацията да създаде редица предимства за населението, живеещо на територията на общината, изразяващо се в: разкриване на нови работни места в процеса на строителство и експлоатация на газоразпределителната мрежа, подобряване на условията на труд чрез въвеждане на съвременни горивни инсталации и автоматизация на редица дейности по поддръжка и експлоатация в котелните помещения, възможности за подобряване на битовите условия в жилищните и обществените сгради, намаляване на разходите за отопление.

5. План по качеството

По дани на „Комекес” АД, основните цели на газоразпределителното предприятие са свързани с непрекъснатото подобряване на качеството на доставките на природен газ към клиентите. Разгледани са целите, свързани с: показателите за качеството на доставката на природен газ; дейностите за контрол на качеството на услугите; действията за постигане на целите в плана за качеството; качеството на разпределение и снабдяването с природен газ.

Задълженията за качество на доставката на природен газ включват следните аспекти: техническите норми за качеството на природния газ; качество на търговската услуга; непрекъснатост на снабдяването с природен газ.

6. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

Разходите за дейностите са формирани за периода на бизнес плана, при цени към момента на изготвянето му, като в прогнозните стойности на разходите не е отчетена инфлацията. Основните фактори, които се отразяват върху прогнозните стойности на разходите, са: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление, експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите; дължина на линейната част.

Разходите за дейността „разпределение на природен газ” са разделени на: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ.

Разходите за експлоатация и поддръжка на ГРМ включват разходи за: материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки и надбавки и други разходи.

Разходите, пряко зависещи от пренесените количества природен газ включват следните видове разходи: разходи за материали, зависещи от количеството пренесен природен газ, технологични и други разходи.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ” е посочена в таблица № 11:

таблица № 11

Разходи по елементи (хил.лв.)	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Общо
Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	562	577	667	829	1 063	3 698
Разходи за материали	33	33	44	52	72	234
Разходи за външни услуги	80	84	95	112	133	504
Разходи за амортизации	317	318	367	485	659	2 147
Разходи за заплати	110	116	131	147	162	666
Разходи за социални осигуровки	15	16	19	21	24	95
Социални разходи						0
Други разходи	7	9	11	12	13	52
Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ -ПР	0	33	34	37	39	143
Общо разходи за разпределение:	562	610	701	866	1 102	3 841

В структурата на прогнозните разходи за дейността „разпределение на природен газ”, посочени в бизнес плана за периода 2014-2018 г., най-голям дял имат разходите за амортизация – 56%, следвани от разходите за заплати и възнаграждения – 17% и разходите за външни услуги – 13%.

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разделени на условно-постоянни разходи - независещи от доставените количества газ, и разходи за снабдяване, пряко зависещи от пренесените количества природен газ.

Условно-постоянните разходи, независещи от доставените количества природен газ, включват разходи за: материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални и други разходи.

Разходи, пряко зависещи от количеството природен газ, не са предвидени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” е посочена в таблица № 12:

таблица № 12

Разходи по елементи (хил.лв.)	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Общо
Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	22	22	25	28	31	128
Разходи за материали	1	1	1	2	2	8
Разходи за външни услуги	5	5	5	6	6	28
Разходи за амортизации	1	0	0	1	1	2
Разходи за заплати	12	13	15	16	18	74
Разходи за социални осигуровки	2	2	2	2	3	11
Социални разходи						0
Други разходи	1	1	1	1	2	6
Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ -ПР	0	0	0	0	0	0
Общо разходи за снабдяване:	22	22	25	28	31	128

При прогнозните разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за периода на бизнес плана 2014-2018 г., най-голям дял имат разходите за заплати и възнаграждения – 58%, следвани от разходите за външни услуги – 22% и разходите за социални осигуровки – 8%.

6.1. Условно-постоянни разходи:

6.1.1. *Разходите за заплати и възнаграждения* включват разходите за заплати на целия персонал на дружеството.

6.1.2. *Социалните осигуровки* включват социално-осигурителните вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др.;

6.1.3. *Разходите за амортизации* са прогнозирани по линеен метод на амортизация на базата на амортизационния срок на активите, определен от Комисията;

6.1.4. *Разходите за материали включват:* разходи за автотранспорт, които са прогнозирани в зависимост от дължината на експлоатираната ГРМ в размер на 110 лв. за километър построена мрежа; разходи за работно облекло, определени в зависимост от броя на персонала, които са в размер на 160 лв. веднъж на две години за всяко заето лице; разходите за канцеларски материали са прогнозирани по цени към момента на изготвяне на бизнес плана; материали за текущо поддържане са резервните части за ремонт на линейната част, които са прогнозирани в размер на 0,25% от стойността на изградените линейни участъци и резервните части за ремонт на съоръженията, които са прогнозирани в размер на 0,70% от стойността на изградените съоръжения;

6.1.5. *Разходите за външни услуги включват:*

- разходи за застраховки, които са прогнозирани в размер на 0,16% от стойността на дълготрайните материални активи и включват имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица;

- разходи за данъци и такси, които са прогнозирани за лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ, както и с параметрите на бизнес плана;

- разходи за пощенски, телефонни и абонаментни такси, които са прогнозирани в размер на 4 000 лв./годишно за офиса в гр. Самоков и в размер на 2 000 лв./годишно за предвидения за откриване офис в с. Говедарци;

- абонаментно поддържане - включва разходите за сервизно обслужване и поддръжка на линейните газопроводи, съоръженията, одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в размер на 320 лв./годишно на километър изградена мрежа;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, които са прогнозирани в зависимост от дължината на изградената ГРМ в размер на 10 лв./годишно на километър изградена мрежа;

- разходите за наеми включват наем на офиси и са прогнозирани в размер на 4 920 лв./годишно за офиса в гр. Самоков и в размер на 2 400 лв./годишно за предвидения за откриване офис в с. Говедарци;

- разходите за проверка на уреди са прогнозирани в зависимост от изработената програма за проверка на средствата за търговско измерване;

- експертни и одиторски разходи, които са прогнозирани в размер на 15 000 лв./годишно;

- разходи за вода, отопление и осветление, прогнозирани са в зависимост от отчетните разходи за базовата година и броя на офисите.

6.1.6. *Други разходи включват:*

- разходите за охрана на труда, прогнозирани са в размер на 90 лв./годишно за всяко заето лице;

- разходи за командировки и обучение на персонала, прогнозирани са в зависимост от броя на персонала и са в размер на 550 лв./годишно;

- разходи за реклама, прогнозирани са като 0,05% от реализираните приходи от продажби на природен газ.

6.2. Разходи, пряко зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ

6.2.1. *Разходи за одорант*, прогнозиран са в размер на 0.26 лв./1000 м³ природен газ и прогнозните количества за реализация.

6.2.2. *Технологични разходи*, прогнозиран като 0,6% от прогнозната консумация на природен газ.

Разходите за дейностите дружеството е разделило по следния начин:

- в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: горива, работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни услуги, наеми, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, реклама и командировки, и обучение на персонала;

- на 100% към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за дейността разпределение, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, технологични разходи;

- на 100% към дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са отнесени разходите за данъци и такси за дейността снабдяване.

7. Финансово-икономическо състояние на „Комекес” АД за периода 2011-2013 г.

От одитираните годишни финансови отчети на „Комекес” АД е видно, че дружеството реализира следните финансови резултати за периода: печалба в размер на 376 хил. лв. за 2011 г., печалба от 383 хил. лв. за 2012 г. и печалба в размер на 263 хил. лв. за 2013 г.

Общите приходи за дейността нарастват от 6 403 хил. лв. за 2011 г. до 7 135 хил. лв. за 2013 г., като основен дял се пада на приходите от продажбата на природен газ - около 98%. Структурата на общите приходи включва още приходи от услуги и други приходи.

Общите разходи за дейността се увеличават от 5 987 хил. лв. за 2011 г. до 6 841 хил. лв. за 2013 г. Разходите за покупка на природен газ имат основен дял в общите разходи за дейността и средно са в размер на 82%. Разходите за външни услуги намаляват от 760 хил. лв. през 2011 на 692 хил. лв. за 2013 г. Разходите за амортизации нарастват от 226 хил. лв. през 2011 на 250 хил. лв. през 2013 г. Разходи за заплати и осигуровки намаляват от 140 хил. лв. на 126 хил. лв. за 2013 г. Финансовите разходи за лихви запазват стойността си в размер на 16 хил. лв. за периода.

Общата сума на актива намалява от 6 051 хил. лв. за 2011 г. до 5 828 хил. лв. за 2013 г. Нетекущите активи намаляват от 4 731 хил. лв. за 2011 г. на 4 524 хил. лв. за 2013 г. Текущите активи на дружеството намаляват от 1 319 хил. лв. през 2011 г. на 1 304 хил. лв. през 2013 г.

За разглеждания период, записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 810 хил. лв. Собственият капитал намалява от 2 424 хил. лв. за 2011 г. до 1 774 хил. лв. за 2013 г. Нетекущите пасиви намаляват от 2 294 хил. лв. за 2011 г. на 1 689 хил. лв. за 2013 г., в резултат на намаляване на задълженията към свързани лица и други дългосрочни задължения. Текущите пасиви нарастват от 1 333 хил. лв. за 2011 г. на 2 365 хил. лв. за 2013 г.

Отчетните и прогнозни приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в таблица № 13:

таблица № 13

Показатели	Отчет			Прогноза				
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г. отчет	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Общо приходи (хил. лв.)	6 403	7 723	7 135	6 822	6 715	7 011	7 502	8 040
Общо разходи (хил. лв.)	5 987	7 299	6 841	6 573	5 765	6 073	6 699	7 471
Счетоводна печалба (загуба)	416	424	294	249	950	938	802	568

(хил.лв.)								
Финансов резултат (хил. лв.)	376	383	263	223	855	844	722	511
СК/ДА	0.51	0.61	0.39	0.40	0.46	0.43	0.40	0.45
КА/КП	0.99	2.95	0.55	0.81	0.31	0.24	0.24	0.25
СК/(ДП+КП)	0.67	0.80	0.44	0.40	0.57	0.62	0.59	0.73

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Комекес” АД, за периода 2011-2013 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е със стойности под 1, като намалява от 0.51 за 2011 г. до 0.39 за 2013 г. Това е показател, че дружеството не е разполагало с достатъчно собствени средства за инвестиране в нови текущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) намалява от 0.99 за 2011 г. до 0.55 за 2013 г., което показва, че дружеството не е имало достатъчно свободни оборотни средства и може да е имало затруднения при погасяване на текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност (съотношението между собствен капитал и краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) намалява от 0.67 за 2011 г. до 0.44 за 2013 г., като остава под единица за периода, което е индикатор, че дружеството може да е имало затруднения при покриването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

От стойностите на горепосочените показатели, изчислени на база балансова структура за периода 2011-2013 г. може да се определи, че общото финансово-икономическо състояние на „Комекес” АД е лошо.

8. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране и очаквано финансово-икономическо състояние на „Комекес” АД за периода 2014-2018 г.

Капиталовата структура на „Комекес” АД е посочена в таблица № 14:

таблица № 14

Описание	Единица мярка	Стойности				
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Собствен капитал	хил. лв.	1 507	1 510	2 365	3 210	5 932
Дял на собствения капитал	%	91.61%	100.00%	62.00%	51.32%	52.88%
Привлечен капитал в т.ч.	хил. лв.	138	0	1 450	3 045	5 286
Дял на привлечен капитал	%	8.39%	0.00%	38.00%	48.68%	47.12%

Собственият капитал, посочен в горната таблица, включва записания капитал и резервите, като не включва финансовия резултат. Съотношението между собствения и привлечения капитал, посочено в бизнес плана и ценовия модел на дружеството се променя от 92% към 8% за 2014 г. и в края на периода е 53% към 47%.

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2014-2018 г. е в размер на 10.91% при структура на капитала 59.42% собствен и 40.58% привлечен капитал. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 11,60% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 8%. Дружеството е предложило по-ниска от определената с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала.

Инвестиционна програма и финансиране

Инвестиционната програма на дружеството за периода на бизнес плана 2014-2018 г. включва изкупуване на 5 306 м газопроводи и изграждането на 67 240 м ГРМ и прилежащите им съоръжения на територията на община Самоков, на обща стойност 12 016 хил. лв.

„Комекес” АД предвижда да използва собствени парични средства, акумулирани от дейността, увеличаване на собствения капитал на дружеството чрез вноски от акционерите и банков кредит. Реинвестираните парични средства за всяка година са изчислени като сума от получената нетна печалба от текущия период и разходите за амортизация за същия период. Видно от приложен Протокол от 07.05.2014 г. от заседание на Съвета на директорите на „Комекес” АД са взети решения за одобряване на изготвения бизнес план за газификация на територията на община Самоков за периода 2014-2018 г. и приемане на представената в бизнес плана схема на финансиране на инвестиционната програма на дружеството, включително в частта ѝ финансиране със собствени средства.

Източниците на средства за финансиране на проекта покриват: инвестициите в газоразпределителни мрежи и съоръжения, инвестициите в други дълготрайни активи (сгради, нематериални активи, други материални активи), необходими за осъществяването на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, и средствата за погасяване на главниците по текущите заеми на дружеството и средствата за увеличение/намаление на необходимия оборотен капитал, с които дружеството оперира.

В следващата таблица № 15 са посочени източниците на финансиране:

таблица № 15

Описание	Единица мярка	Стойности					Общо
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
Собствен капитал	хил. лв.					2 000	2 000
Привлечен капитал	хил. лв.			1 450	1 740	2 560	5 750
Реинвестирани парични средства	хил. лв.	15	1 292	1 188	1 019	800	4 314
ОБЩО:	хил. лв.	15	1 292	2 638	2 759	5 350	12 054

Дружеството предвижда да финансира инвестиционната си програма с банков кредит в размер на 5 750 хил. лв., който ще бъде усвоен на три транша през 2016 г., 2017 г. и 2018 г. Кредитът е предвиден да бъде с десетгодишен срок на погасяване и шестмесечен гратисен период по главницата. Заложеният лихвен процент е 8% на годишна база.

Обслужването на дългосрочния заем е посочено в таблица № 16

таблица №16

Погасителен план (хил. лв.)				
Година	Усвояване на заема	Лихви	Плащания по главницата	Остатък по главницата
2 016	1 450	58.0	0	1 450
2 017	1 740	185.6	145	3 045
2 018	2 560	346.0	319	5 286
2 019		422.9	575	4 711
2 020		376.9	575	4 136
2 021		330.9	575	3 561
2 022		284.9	575	2 986
2 023		238.9	575	2 411
2 024		192.9	575	1 836
2 025		146.9	575	1 261
2 026		100.9	575	686
2 027		54.9	430	256
2 028		20.5	256	0

Като потенциална възможност за финансиране на проекта с привлечени средства, към заявлението за утвърждаване на бизнес план е приложено писмо за намерение с изх. № 155-067 от 26.05.2014 г. от „ЮРОБАНК“ АД, гр. Самоков. Видно от писмото, банката заявява готовност да финансира „Комекес“ АД при изпълнението на инвестиционния проект, залегнал в бизнес плана за газификация на община Самоков за периода 2014-2018 г., под формата на инвестиционен кредит.

Очаквано финансово-икономическо състояние на „Комекес“ АД за периода 2014-2018 г. на бизнес плана

Дружеството е представило обобщени баланс, отчет за приходите и разходите, и отчет за паричните потоци за периода 2014-2018 г. „Комекес“ АД отчита нетна печалба в размер на 223 хил. лв. за 2014 г., като прогнозата е нетната печалба за 2015 г. да е 855 хил. лв. Дружеството прогнозира печалбата да е 844 хил. лв. за 2016 г., 722 хил. лв. да е за 2017 г. и 511 хил. лв. за 2018 г.

Структурата на приходите за периода на бизнес плана включва приходи от продажби на природен газ на клиенти и приходи от услуги за присъединяване. Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 6 822 хил. лв. за 2014 г. до 8 040 хил. лв. за 2018 г., вследствие увеличение на приходите от продажби на природен газ. Най-голям относителен дял в приходите около 99,00% имат приходите от продажба на природен газ. Останалите приходи са от услуги за клиенти. Ефективността на приходите от продажба на 100 лв. разходи се увеличава от 103,38 лв. приход за 2014 г. до 106,80 лв. приход на 100 лв. разходи през 2018 г. Рентабилността на приходите от продажби се увеличава от 4% за 2014 г. на 7% през 2018 г.

Дружеството прогнозира общите разходи да се увеличат от 6 573 хил. лв. за 2014 г. на 7 471 хил. лв. за 2018 г. Разходите за покупка на природен газ имат основен дял в общите разходи за дейността, като прогнозата е да намалее от 82% за 2014 г. до 80% за 2018 г. Разходите за външни услуги са прогнозирани да намаляват от 670 хил. лв. за 2014 г. на 139 хил. лв. за 2018 г. Разходите за амортизации се увеличават от 254 хил. лв. през 2014 г. на 659 хил. лв. през 2018 г. Прогнозирано е разходите за възнаграждения и осигуровки да се увеличат от 139 хил. лв. за 2014 г. на 207 хил. лв. за 2018 г. Финансовите разходи за лихви се прогнозира да се увеличат от 16 хил. лв. за 2014 г. на 346 хил. лв. за 2018 г., като относителният им дял се променя от 0.24% на 4.62% в общите разходи за дейността, поради погасяване на лихвите по банковия кредит.

Сумата на актива нараства от 6 005 хил. лв. за 2014 г. и достига 15 328 хил. лв. в края на периода. Нетекующите активи на дружеството се прогнозира да се увеличат от 4 285 хил. лв. за 2014 г., като достигат до 14 444 хил. лв. през 2018 г., вследствие на увеличаване стойността на дълготрайните активи. Текущите активи на дружеството намаляват от 1 720 хил. лв. през 2014 г. на 884 хил. лв. през 2018 г., вследствие намаляване на вземанията от клиенти и доставчици.

В периода 2014-2017 г. записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 810 хил. лв. Дружеството прогнозира през 2018 г. увеличаване на записания капитал до 2 810 хил. лв. чрез вноски от акционерите. Резервите остават непроменени за периода в размер на 691 хил. лв. Дружеството прогнозира поетапно увеличение на собствения капитал (включващ записан капитал, резерви и финансов резултат) от 1 730 хил. лв. за 2014 г. на 6 443 хил. лв. за 2018 г., вследствие на увеличение на неразпределената печалба за периода, като и увеличение на записания капитал чрез вноски на акционерите през 2018 г. Собственият капитал се увеличава от 29% в общата стойност на пасива през 2014 г. и достига до 42% в края на периода. Рентабилността на собствения капитал на „Комекес“ АД намалява от 13% през 2014 г. на 10% през 2018 г.

Общо сумата на дългосрочните и краткосрочните пасиви на дружеството се увеличава от 4 275 хил. лв. за 2014 г. до 8 885 хил. лв. през 2018 г. Дългосрочните задължения се

увеличават от 2 140 хил. лв. за 2014 г. на 5 286 хил. лв. за 2018 г., в резултат на увеличаване на задълженията към финансови предприятия. Краткосрочните пасиви се увеличават от 2 135 хил. лв. за 2014 г. до 3 599 хил. лв. през 2018 г., поради увеличение предимно на краткосрочните задължения към доставчици от 1 447 хил. лв. през 2014 г. на 3 476 хил. лв. през 2018 г.

От представените парични потоци за периода 2014-2018 г. е видно, че паричните постъпления от оперативната дейност на дружеството са от приходи от продажба на природен газ и приходи от присъединявания на клиенти. При оперативната дейност са прогнозирани плащания за суровини, материали, външни услуги, плащания по трудови възнаграждения, осигуровки и данъци. По отношение на инвестиционната дейност, дружеството предвижда постъпления от допълнителни вноски от акционерите през 2018 г. и плащания, свързани с инвестиционни разходи за изграждане на газоразпределителната мрежа и съоръжения.

По отношение на финансовата дейност са предвидени постъпления от банков заем и плащания, свързани с получени заеми, дължими лихви и дивиденди.

От паричните потоци за периода 2014-2018 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода на бизнес плана.

Показатели, характеризиращи прогнозното финансово-икономическото състояние на „Комекес” АД за периода 2014-2018 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал през периода 2014-2018 г. е със стойности под единица, което е показател, че дружеството може да има затруднения при покриване със свободен собствен капитал на инвестиции в нови дълготрайни активи. Тенденцията показва нарастване на стойността на този показател, който за 2014 г. е 0.40 и за 2018 г. е 0.45.

Коефициентът на обща ликвидност е със стойности под единица за периода, като от 0,81 за 2015 г. намалява до 0,25 за 2018 г., което означава, че дружеството може да има затруднения при погасяване на текущите си задължения. Това е поради прогнозираното намаляване на краткотрайните активи и увеличаване на краткосрочните пасиви.

Коефициентът на финансова автономност за периода се подобрява, като от 0.40 за 2014 г. достига до 0.73 за 2018 г., но остава със стойности под 1 за периода. Това е индикатор, че дружеството може да има затруднения при покриването със собствени средства на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Очакваните стойности на горепосочените показатели, определени на база обща балансова структура за периода 2014-2018 г. показват тенденция към запазване на лошото финансово състояние на „Комекес” АД.

9. Прогноза за цените на предоставяните услуги

С Решение № Ц-0-19 от 26.04.2010 г. Комисията е утвърдила цени за пренос на природен газ през ГРМ и снабдяване с природен газ от краен снабдител при изградена връзка с преносната мрежа, както и цени за присъединяване на потребители към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков, до 2013 г. включително.

Утвърдените цени за пренос през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител са посочени в таблица № 17:

таблица № 17

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ, лева/1000 м ³	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, лева/1000 м ³
Промислени до 20 х.н.м ³ вкл.	164.28	7.47

до 100 х.н.м ³ вкл.	120.43	7.47
до 1 000 х.н.м ³ вкл.	75.54	7.47
над 1 000 х.н.м ³	62.55	7.47
Обществено-административни и търговски		
до 5 х.н.м ³ вкл.	243.07	8.07
до 20 х.н.м ³ вкл.	222.66	8.07
до 100 х.н. м ³ вкл.	203.81	8.07
до 200 х.н. м ³	190.14	8.07
над 200 х.н. м ³	167.36	8.07
Битови	226.67	35.44

Утвърдените цени за присъединяване са посочени в таблица № 18:

таблица № 18

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв. /клиент)
Промислени клиенти	
до 500 м ³ /час, вкл.	2 921
до 2 000 м ³ /час, вкл.	3 276
над 2 000 м ³ /час	3 748
ОА и Т клиенти	
до 70 м ³ /час, вкл.	2 202
до 400 м ³ /час, вкл.	2 425
над 400 м ³ /час, вкл.	2 833
Битови клиенти	583

Прогнозните цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи клиенти са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране на „Горна граница на цени“. Прогнозните цени са образувани на базата на инвестиционната и производствената програма, както и въз основата на прогнозните разходи за дейността за петгодишен регулаторен период, обхващащ годините 2014-2018 г. Съгласно разпоредбата на чл. 6 от НРЦПГ, образуваните цени са пределни. В бизнес плана са посочени прогнозните цени по групи клиенти за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и за снабдяване с природен газ от краен снабдител на лицензираната територия на „Комекес“ АД.

Предложените цени със заявление вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г. за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и снабдяване с природен газ от краен снабдител са посочени в таблица № 19:

таблица № 19

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ, лева/1000 м ³	Цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, лева/1000 м ³
Промислени		
до 20 000 н.м ³ /год. вкл.	170.86	8.28
от 20 000 н.м ³ до 100 000 н.м ³ /год. вкл.	126.16	8.28
от 100 000 н.м ³ до 1 000 000 н.м ³ /год. вкл.	80.18	8.28
над 1 000 000 н.м ³ /год.	59.76	8.28
Обществено-административни и търговски		
до 5 000 н.м ³ /год. вкл.	229.01	8.66
от 5 000 н.м ³ до 20 000 н.м ³ /год. вкл.	223.37	8.66
от 20 000 н.м ³ до 100 000 н.м ³ /год. вкл.	206.53	8.66

от 100 000 н.м ³ до 200 000 н.м ³ /год. вкл.	194.27	8.66
над 200 000 н.м ³ /год.	167.06	8.66
Битови	219.08	24.44

Забележка: В предложените за утвърждаване цени не е включен ДДС и акциз

„Комекес” АД не предвижда за периода 2014-2018 г. на бизнес плана промяна на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Самоков спрямо утвърдените с Решение № Ц-019 от 26.04.2010 г. на Комисията.

Заявлението с вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г. от „Комекес” АД за утвърждаване на пределни цени за разпределение на природен газ и пределни цени за снабдяване с природен газ и на територията на община Самоков е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

10. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Отчитайки конюнктурата на пазара на енергоносителите, „Комекес” АД заявява, че може да изгражда и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е: поддържане на конкурентоспособно равнище на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители; нестресирането на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време; осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност.

11. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на газоразпределителното дружество обхваща веригата от изграждането на ГРМ до продажбите на природен газ на крайните клиенти. В бизнес плана на дружеството са посочени следните области за повишаване на ефективността:

В производството: прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; квалифициран персонал; създаване на организация за оптимално използване на строителната техника; рационализиране на снабдителния процес.

В строителството: използване на високоефективна строителна техника и създаване на организация за оптималното ѝ използване.

В маркетинга на услугата: ефективна организация на сервизната дейност; изграждане на SCADA (System Control and Data Acquisition); монтиране на електронни разходомери; изграждане на Billing System; изграждане на центрове за работа с клиентите; квалифициран персонал; атрактивни рекламни кампании.

Въз основа на всичко гореизложено е видно, че „Комекес” АД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” при спазване на заложените в бизнес плана параметри за територията на община Самоков.

Изказвания по т.2:

Докладва К. Лазарова.

И. Иванов обърна внимание, че в доклада е записано, че 5306 м ще бъдат изкупени от дружеството „Боровец газ“ АД. До този момент за използването на мрежата се плаща наем. Това означава ли, че „Боровец газ“ АД преустановява дейността си или оптимизира мрежата и се разделя с тази част от нея, продавайки я на „Комекес” АД?

С. Станкова отговори, че дружеството не преустановява дейността си, а прехвърля разпределителни газопроводи, които са въведени в експлоатация и не могат да бъдат негова собственост, а на лицензианта. Газопроводите са построени от „Боровец газ“ АД и трябва да бъдат прехвърлени на лицензианта, след въвеждане в експлоатация.

И. Иванов запита дали „Боровец газ“ АД е лицензиант.

С. Станкова отговори, че това дружество не е лицензиант.

И. Иванов каза, че от доклада става ясно, че „Комекес” АД отговаря на всички изисквания за одобрение от Комисията.

Е. Харитоновна обърна внимание, че в решението е записано провеждането на откритото заседание. За В и К дружествата Комисията няма подобна практика, когато разглежда техните бизнес планове. Задължително ли е провеждането на открити заседания за разглеждане на бизнес планове?

Е. Маринова отговори, че в Наредбата за лицензиране няма процедура за разглеждане на бизнес план. Комисията е установила практиката да се провежда открито заседание с аргумента, че бизнес планът е част от условията на лицензията. В Устройствения правилник е записано, че това може да се прави по преценка на Комисията.

Р. Тахир допълни, че бизнес планът е приложение към лицензията. За издаването и изменението на лицензия има предвидени процедури.

Е. Харитоновна обърна внимание, че бизнес планът е изпълнение по лицензията, а не е изменение. Практиката трябва да бъде еднаква за двата сектора.

Р. Тахир отговори, че във В и К сектора няма лицензии.

Е. Харитоновна каза, че във В и К сектора няма лицензии, но в закона е записано, че бизнес плановете се приемат от Комисията. В Закона за енергетиката не е записано нищо за разглеждането на бизнес планове. Тези изисквания са посочени в Наредба № 3.

Е. Маринова обясни, че в Наредбата за лицензиране няма подобна процедура. Законът изисква провеждането на открити заседания при изменение и издаване на лицензии. В правилника е записано, че това може да бъде направено по преценка на Комисията, а аргументите са, че бизнес планът е част от условията на лицензията.

С. Тодорова запита къде в закона е записано, че трябва да се провежда открито заседание, след като в доклада е посочено: „*съгласно разпоредбата на закона и Наредба № 3*“.

Е. Маринова отговори, че чл.13 се отнася до откритите заседания.

Р. Тахир добави, че всеки бизнес план се представя три месеца преди изтичането на предишния.

Ив. Иванов запита какво гласи чл. 49.

Р. Тахир отговори, че в чл. 49 е записано, че бизнес планът е приложение към лицензията.

Ив. Иванов обобщи, че това е аргумент бизнес планът да се приеме след открито заседание.

Е. Маринова добави, че в чл. 49 пише, че бизнес планът е неразделна част от лицензията. Няма директно изискване за провеждането на открито заседание. Само в Устройствения правилник на Комисията за енергийно и водно регулиране пише, че открито заседание може да бъде проведено по преценка на Комисията и това е аргументът поради който е възприета тази практика.

С. Тодорова запита дали бизнес плановете се използват.

Р. Тахир отговори, че се използват и всяка година се следи за тяхното изпълнение. Бизнес планът отразява ценовият модел в газовия сектор. Ценовият модел е файл в Excel, а бизнес планът е документи на Word. Заложените в бизнес плана инвестиции са включени и в ценовия модел. Същото се отнася и до разходите.

С. Тодорова запита дали цените се актуализират.

Р. Тахир отговори, че цените не се актуализират. Досега не е имало корекции на цени поради неизпълнение на бизнес плана. Не е имало и актуализация поради инфлация или коефициент на ефективност, защото подобна методика не е разработена.

И. Иванов запита дали неизпълнението на бизнес плана води до възможност за отнемане на лицензия. Ако не води до това, то не е задължително да се провежда открито заседание.

Р. Тахир отговори, че неизпълнението на бизнес плана не води до отнемане на лицензията.

Е. Маринова обясни, че неизпълнението на бизнес плана подлежи на административнонаказателна отговорност и се наказва по реда на Закона за енергетиката, но това не е тежко нарушение, което застрашава сигурността, за да бъде основание за отнемане на лицензията.

С. Тодорова каза, че според нея трябва да се направи вътрешно заседание, на което да бъде разгледано предназначението на бизнес плановете.

И. Иванов изрази съгласие, че този въпрос трябва да бъде разгледан първо на работно заседание. Ще се проведе ли открито заседание по конкретното решение, така както предлага работната група? Досега са провеждани такива заседания и този въпрос може да бъде приключен по същия начин, а след това Комисията да се произнесе с общо решение за двата сектора по отношение на процедурата. И. Иванов предложи да се приеме решението, което включва и провеждането на открито заседание. В противен случай Комисията трябва да отхвърли част от решението и да се изготви ново.

Е. Хаританова каза, че във В и К сектора е ясно, че законът ще бъде изменен и ще има нови бизнес планове от 2016 г. Затова са приети и бизнес планове, които са за шест месеца. В този случай пише, че Комисията е трябвало да приеме бизнес план през 2014 г., но дружеството не е представило цялата информация. Сега отново ще се приеме бизнес план, който е за 2014 г. – 2018 г. и това е смущаващо. Сега е краят на 2015 г.

Р. Тахир отговори, че в доклада е записано, че дружеството е представило отчет за 2014 г. Това съвпада с регулаторния период на цените. В този сектор няма прекъсване на регулаторния период. Това е последното дружество с подобен случай. През 2014 г. е имало определени обстоятелства поради които тази процедура не е завършена. Този бизнес план ще важи три години. Цените също ще важат три години и затова подобен план е много по-реален от останалите, които се правят само като прогноза.

С. Тодорова каза, че същият въпрос е разискван и по отношение на топлофикациите, когато са представени прогнози за 2014 г.

Е. Хаританова обърна внимание, че този текст ще бъде публикуван на интернет страницата на Комисията и всеки ще може да види прогнозите за 2014 г.

Р. Тахир отговори, че това са прогнозите за периода.

Е. Хаританова каза, че това е ясно на членовете на Комисията, но не и на гражданите.

Р. Тахир обясни, че на открито заседание са разглеждани четири бизнес плана.

И. Иванов запита какво може да се направи по този въпрос.

Е. Хаританова каза, че там, където е записана 2014 г., трябва да се запише „за периода до 2018 г.“.

Р. Тахир каза, че това ще бъде направено.

С. Тодорова обърна внимание, че става въпрос за определен период и е необходимо да се запише неговото начало и край.

Р. Тахир запита дали работната група трябва да направи тази корекция.

И. Иванов каза, че според него такава промяна не може да бъде направена.

Е. Хаританова каза, че е против провеждането на открито заседание с подобен документ.

И. Иванов каза, че това означава, че докладът на работната група не се приема, защото Комисията отхвърля част от предложението.

Е. Хаританова каза, че докладът се приема, но отпада т.2 от решението.

Р. Тахир запита каква ще бъде следващата стъпка за приемане на решение.

И. Иванов каза, че на това заседание Комисията може да приеме доклада на работната група и да възложи изготвянето на решение, което да бъде гласувано на 07.10.2015 г. Това е единственият вариант, ако не се проведе открито заседание.

Предвид гореизложеното,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклада на работната група относно подаденото от „Комекес” АД заявление за одобряване на бизнес план за периода 2014-2018 г.;
2. Възлага на работната група да изготви проект на решение относно бизнес план на „Комекес” АД за периода 2014-2018 г., който да се разгледа на закрито заседание.

Решението е взето **с шест гласа „за”** (И. Иванов, С. Тодорова, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов, В. Петков), от които **три гласа** (В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-30-12 от 01.10.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-30-4 от 12.05.2015 г. и допълнено със заявление с вх. № Е-15-30-7 от 22.05.2015 г., подадено от „Добруджа газ” АД за одобряване на бизнес план за територията на община Генерал Тошево за периода **2015-2019 г.**, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-30-12 от 01.10.2014 г. от „Добруджа газ” АД, актуализирано със заявление с вх. № Е-15-30-4 от 12.05.2015 г. и допълнено със заявление с вх. № Е-15-30-4 от 12.05.2015 г. за одобряване на бизнес план за територията на община Генерал Тошево за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-268 от 10.10.2014 г. на Председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката и Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ).

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление по реда на чл. 4 от НЛДЕ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-30-12 от 10.10.2014 г. от дружеството е изискано да представи следните допълнителни данни и документи: обосновка на разходите за закупени количества природен газ за периода 2015-2019 г.; справка за числеността на персонала – прогноза и отчет по години за периода 2013-2019 г.; анализ и обосновка на изпълнението на бизнес плана за периода 2010-2014 г. Към анализа е изискано да се приложат таблици, съдържащи прогнозни данни, заложен в инвестиционната и производствената програма на одобрения бизнес план и отчетни данни за периода от 2010 г. до 2013 г. вкл., информация за извършени инвестиции, изградена газоразпределителна мрежа, присъединени потребители по групи и отчетна консумация на природен газ.

С писмо с вх. № Е-15-30-12 от 21.10.2014 г. „Добруджа газ” АД е представило изисканите данни и документи.

С писмо с вх. № Е-15-30-12 от 14.11.2014 г., дружеството е представило решение на Общински съвет – Генерал Тошево за одобряване на бизнес плана на „Добруджа газ” АД за периода 2015-2019 г. и даване на съгласие за реинвестиране на собствени средства на дружеството.

С писмо с изх. № Е-15-30-13 от 22.04.2015 г. на Комисията, във връзка с наличието на отчетни данни за базовата 2014 г., от дружеството е изискано да представи актуализи-

ран бизнес план за периода 2015-2019 г.; актуализиран електронен модел на цените; актуализирано заявление за одобряване на бизнес план за периода 2015-2019 г.; актуализирано заявление за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване на природен газ от краен снабдител”.

„Добруджа газ” АД е представило актуализирано заявление с вх. № Е-15-30-4 от 12.05.2015 г. с искане за одобряване на бизнес план за територията на община Генерал Тошево за периода 2015-2019 г., с приложен актуализиран бизнес план с отчетни данни за базовата 2014 г.

Във връзка с горното, със Заповед № 3-Е-108 от 15.05.2015 г. на председателя на КЕВР е сформирана нова работна група, която да извърши проучване на обстоятелствата, съдържащи се в подаденото от „Добруджа газ” АД заявление и приложенията към него, за да установи основателността на искането за одобряване на бизнес план за периода 2015-2019 г., и да представи доклад по преписката.

„Добруджа газ” АД е подало коригирано заявление с вх. № Е-15-30-7 от 22.05.2015 г. за одобряване на бизнес план за територията на община Генерал Тошево за периода 2015-2019 г., както и преработен бизнес план поради допуснати несъответствия с ценовия модел.

С писмо вх. № Е-15-30-4 от 07.09.2015 г. „Добруджа газ” АД е представило преработен бизнес план за периода 2015-2019 г., поради допуснати технически грешки.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:

Общи данни за дружеството:

„Добруджа газ” АД е титуляр на лицензия № Л-183-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-183-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” на територията на община Генерал Тошево, издадени за срок до 17.12.2029 г.

С Решение № И2-Л-183 от 29.11.2010 г. ДКЕВР е одобрила бизнес план на „Добруджа газ” АД за територията на община Генерал Тошево за периода 2010-2014 г.

С Решение № Ц-044 от 27.12.2010 г. ДКЕВР е утвърдила на „Добруджа газ” АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ на потребители при изградена връзка с преносната мрежа и цени за присъединяване на потребители към газоразпределителната мрежа на територията на община Генерал Тошево, при продължителност на регулаторния период от 2010 г. до 2014 г. включително.

„Добруджа газ” АД е търговец по смисъла на Търговския закон и е вписано в Търговския регистър с ЕИК 834056298 като акционерно дружество, със седалище и адрес на управление: област Добрич, община Генерал Тошево, гр. Генерал Тошево, ул. „Васил Априлов” № 5. Дружеството се управлява и представлява от изпълнителния директор Валентин Великов.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

„Добруджа газ” АД е спазило срока по чл. 13, ал. 5 от НЛДЕ, съгласно който всеки следващ бизнес план лицензиантите представят за одобряване от комисията не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план.

I. Изпълнение на бизнес плана на „Добруджа газ” АД за периода 2010-2014 г.

За периода 2010-2014 г., „Добруджа газ” АД е планирало да изгради 3 141 м газоразпределителна мрежа, а са изградени 1 076 м, което е 34% от предвиденото в одобрения

бизнес план на дружеството. Изпълнението на изградената мрежа за изминалите години е следното: 2010 г. – 70%, 2011 г. – 105%, 2012 г. – 12%, 2013 г. – 52%, отчет за 2014 г. – 0%.

Планираните инвестиции за периода 2010-2014 г. са в размер на 313 хил. лв., а извършените инвестиции са 154 хил. лв., което е 49% от предвиденото в одобрения бизнес план на дружеството. Изпълнението на инвестициите в ГРМ и съоръжения за изминалите години е следното: 2010 г. – 113%, за 2011 г. – 106%, 2012 г. – 13%, 2013 г. – 70% и за 2014 г. – 0%.

Сравнение на данните за изградена ГРМ и инвестиции за периода на бизнес план 2010-2014 г. и отчетните данни за същия период е посочено в таблица № 1:

Таблица

№ 1

Параметър	Мярка	БП 2010г.	Отчет	Изпълнение	БП 2011г.	Отчет	Изпълнение	БП 2012г.	Отчет	Изпълнение	БП 2013г.	Отчет	Изпълнение	БП 2014г.	Отчет	Изпълнение
Изградена ГРМ	м	359	251	70%	334	350	105%	894	105	12%	706	370	52%	848	0	0
Инвестиции в ГРМ и съоръжения	хил.лв	30	34	113%	63	67	106%	79	10	13%	61	43	70%	80	0	0

От гореизложеното е видно, че най-голям процент на изпълнение на инвестиционната програма е през 2010 г., 2011 г. и 2013 г., съответно 113%, 106% и 70%. През 2014 г. изпълнението на инвестиционната програма на дружеството за изграждане на ГРМ и реализираните инвестиции в ГРМ и съоръжения е 0%.

Сравнение на прогнозните данни за консумацията през годините на бизнес плана 2010-2014 г. и отчетни данни за същия период е посочено в таблица № 2:

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	БП 2010г.	Отчет	Изпълнение	БП 2011г.	Отчет	Изпълнение	БП 2012г.	Отчет	Изпълнение	БП 2013г.	Отчет	Изпълнение	БП 2014г.	Отчет	Изпълнение
Промислени	хм ³ /г.	531	483	91%	627	749	119%	1 004	498	50%	1 058	244	23%	1 100	565	51%
ОА и Т	хм ³ /г.	498	400	80%	498	448	90%	498	371	74%	498	303	61%	611	312	51%
Битови	хм ³ /г.	410	211	51%	502	238	47%	594	219	37%	686	191	28%	856	184	21%

От данните в таблица № 2 е видно, че по отношение на консумацията на промишлените клиенти, изпълнението на бизнес плана е 91% за 2010 г. и нараства до 119% за 2011 г., след което следва спад до 51% през 2014 г. Изпълнението по отношение на консумацията на обществено-административните клиенти нараства до 90% през 2011 г., след което следва спад до 51% през 2014 г. Изпълнението на бизнес плана по отношение на консумацията на битовите клиенти бележи спад от 51% за 2010 г. до 21% през 2014 г.

Планираната обща консумация на промишлените клиенти за периода 2010-2014 г. е в размер на 4 320 хил. м³, а реализираната обща консумация е 2 539 хил. м³, което е 59% от предвиденото в одобрения бизнес план.

Планираната обща консумация на обществено-административните и търговски клиенти за периода 2010-2014 г. е в размер на 2 603 хил. м³, а реализираната обща консумация е 1 834 хил. м³, което е 70% от предвиденото в одобрения бизнес план.

Планираната обща консумация на битовите клиенти за периода 2010-2014 г. е в размер на 3 048 хил. м³, а реализираната обща консумация е 1 043 хил. м³, което е 34% от предвиденото в одобрения бизнес план.

Планираната обща консумация на всички клиенти за периода 2010-2014 г. е в размер на 9 971 хил. м³, а реализираната е 5 416 хил. м³, което е 54% от предвиденото в одобрения бизнес план на дружеството.

От гореизложеното е видно, че по отношение на консумацията на всички групи клиенти има неизпълнение на бизнес плана за периода 2010-2014 г.

Сравнение на прогнозните данни за броя клиенти в натрупване за периода на бизнес плана 2010-2014 г. и отчетни данни за същия период е посочено в таблица № 3:

Таблица

№ 3

Клиенти с натрупване	Марка	БП 2010г.	Отчет	Изпълнение	БП 2011г.	Отчет	Изпълнение	БП 2012г.	Отчет	Изпълнение	БП 2013г.	Отчет	Изпълнение	БП 2014г.	Отчет	Изпълнение
Промислени	бр.	9	9	100%	10	10	100%	10	10	100%	10	10	100%	10	10	100%
ОА и Т	бр.	43	43	100%	43	45	105%	43	46	107%	43	48	112%	43	48	112%
Битови	бр.	205	174	85%	251	179	71%	297	183	62%	343	188	55%	428	190	44%

По отношение на присъединяването на промишлени клиенти се наблюдава 100% изпълнение на заложените стойности в бизнес плана за периода 2010-2014 г.

Изпълнението на бизнес плана по отношение на присъединяването на обществено-административните и търговски клиенти нараства от 100% за 2010 г. до 112% за 2014 г.

По отношение на броя присъединени битови клиенти се наблюдава неизпълнение на заложените стойности в бизнес плана, като изпълнението спада от 85% за 2010 г. до 44% за 2014 г.

В обосновката си за неизпълнение на бизнес плана „Добруджа газ” АД посочва, че уплътнението на газоразпределителната мрежа (ГРМ) по отношение на битовите потребители е много ниско и причините за това са следните: високата цена на природния газ; скъпото оборудване, необходимо за изграждане на системите за газификация; ниските доходи на населението и свитите производствени дейности на предприятията на територията на лицензията; липсващата държавна политика за финансово подпомагане на домакинствата за газификация; липсата на алтернативи за доставка на природен газ. Неблагоприятните тенденции в бизнес климата не се отразяват добре в развитието на стопанския сектор и голяма част от предприятията натоварват производствените си мощности в много по-малък обем от предходни години. В резултат, потреблението на природен газ намалява, като въпреки преимуществата на газа, липсата на финансови ресурси възпрепятства включването на нови клиенти към ГРМ.

II. Бизнес план на „Добруджа газ” АД за периода 2015-2019 г.

Бизнес планът на „Добруджа газ” АД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация, работната група разгледа и анализира основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството към момента на съставяне на бизнес плана и очакваното развитие на дейността за периода 2015-2019 година.

1. Инвестиционна програма

Инвестиционната програма включва изграждане на разпределителни газопроводи с налягане (6 бар) и (4 бар). Предмет на инвестиционната програма е и изграждането на отклонения до консуматори и съоръжения към тях.

Райони на газификация по години:

2015 г.- разпределителен газопровод по ул. „Д. Орлов” до кръстовището с ул. „Н. Бозвели”;

2016 г.- разпределителен газопровод, газопроводни отклонения и ГЗРП по ул. „Н. Бозвели”;

2017 г.- разпределителен газопровод по ул. „Д. Орлов” до кръстовището с ул. „Хр. Смирненски”;

2018 г.- разпределителен газопровод, газопроводни отклонения и ГЗРП по ул. „Хр. Смирненски”;

2019 г.- разпределителен газопровод по ул. “Д. Орлов” до кръстовището с ул. „Т. Рачински”; разпределителен газопровод, газопроводни отклонения и ГЗРП по ул. „Т. Рачински”; разпределителен газопровод до с. Кардам – 2 300 м.

Основните технически параметри на ГРМ за периода 2015-2019 г. на бизнес плана са посочени в таблица № 4:

Таблица № 4

Година	Дължина на газопроводите по видове диаметри (м)		Общо:
	32 PE	90 PE	
2015	0	250	250
2016	148	0	148
2017	0	151	151
2018	165	0	165
2019	386	2 300	2 686
Общо:	699	2 701	3 400

Инвестиционната програма на „Добруджа газ” АД за периода 2015-2019 г. включва изграждането на 3 400 м газоразпределителна мрежа и 34 бр. съоръжения на обща стойност 308 хил. лева на територията на община Генерал Тошево.

Дължината на предвидената за изграждане газоразпределителна мрежа и брой съоръжения по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 5:

Таблица № 5

Параметър	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:
Газопроводи - линейна част и отклонения	метър	250	148	151	165	2 686	3 400
Общ брой съоръжения, в т.ч.:	брой	1	6	0	17	10	34
Промислени съоръжения	брой	0	0	0	1	2	3
ОА и Т съоръжения	брой	0	0	0	0	0	0
Битови съоръжения	брой	1	6	0	16	8	31

Разпределението на стойността на инвестициите по години за периода на бизнес плана е посочено в таблица № 6:

Таблица № 6

Инвестиции	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо за периода
Газопроводи - линейна част и отклонения	хил. лв.	20	11	12	12	215	270
Промислени, ОА и Т съоръжения	хил. лв.	0	0	0	6	11	17
Битови съоръжения	хил. лв.	0	6	0	8	8	21
Общо инвестиции:	хил. лв.	20	17	12	25	234	308

2. Производствена програма

Дружеството посочва, че при разработването на бизнес плана са направени средносрочни прогнози, съобразени с тенденциите на пазара. Като основни фактори, определящи пазара, могат да се изтъкнат: нуждите на клиента; равнището на доходите на потенциалните купувачи и влиянието на общите икономически тенденции.

Очакваната консумация е определена на база на подробни маркетингови проучвания, в които е отразен потенциалният пазар на природен газ за територията на лицензията, а също и влиянието на финансовата и политическата криза. За групата на стопанските клиенти, с цел определяне на прогнозната консумация, е направен анализ на потреблението на алтернативни енергоизточници, както и съответните производствени /топлинни/ мощности за всеки един клиент поотделно. Потреблението за групата на битовия сектор е определено въз основа на предпазлива концепция за присъединяване към газоразпределителната мрежа, която предполага плавно нарастваща активност на клиентите след годините в криза, както и възстановяването на производствени мощности от предприятия, засегнати от кризата.

В края на петгодишния прогнозен период, очакваната годишна консумация на природен газ за територията на община Генерал Тошево се очаква да достигне 1 370 хил. м³ за година, реализирана от 281 клиенти.

Консумацията на природен газ по групи клиенти през годините на бизнес плана е посочена в таблица № 7:

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	хил. м ³ /г.	550	560	565	570	575
ОА и Т	хил. м ³ /г.	320	330	335	340	345
Битови	хил. м ³ /г.	250	300	350	400	450
ОБЩО:	хил. м ³ /г.	1 120	1 190	1 250	1 310	1 370

Броят на потенциалните клиенти по групи клиенти в натрупване за периода на бизнес плана е посочен в таблица № 8:

Таблица № 8

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени	брой	9	9	9	9	11
ОА и Т	брой	48	49	49	49	49
Битови	брой	191	197	197	213	221
ОБЩО:	брой	248	255	255	271	281

3. Ремонтна (експлоатационна програма).

По данни на дружеството, ремонтната му програма е насочена към осигуряване на непрекъснато, безопасно и безаварийно функциониране на газоразпределителната мрежа, с цел надеждно снабдяване на клиентите с природен газ при спазване на изискванията за качество, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на населението.

Ремонтната програма обхваща дейности по отношение на газопроводите от ГРМ, обхождане на трасетата и водене на експлоатационен дневник, проверка за загазяване на шахти, колектори, сутерени и др., съгласуване и контрол на строително-монтажни работи, дегазиране и загазяване на действащи и нови газопроводи при планови дейности по разширение, текуща поддръжка на кранови възли, извършване на основни ремонти, поддържане на аварийна готовност и аварийен резерв на части, възли и детайли за съоръжения и КИП и А, извършване на обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране на утечки на природен газ, съставяне на досиета, картографичен материал и „База данни” за разпределителните газопроводи, кранови възли и отклоненията в мрежата.

По отношение на системата за катодна защита се извършват следните дейности: измерване на електрическите потенциали и съставяне на протоколи за резултатите от измер-

ванията, поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации, извършване на ремонти по системата.

Поддръжката на съоръженията и инсталациите включва: извършване на проверка и настройка на оборудването, обслужвано от експлоатационния персонал, извършване на основни ремонти и преустройства, проверка и обслужване на одориращата станция, и съставяне на досиета и „База данни” за съоръженията.

За разходомерните системи се изготвят годишни календарни графици за метрологична проверка на средствата за измерване и се съставят „База данни” за всички елементи на разходомерните системи.

Аварийна готовност и газова безопасност включва организиране и провеждане на аварийни тренировки, проверка на степента на одориране на газа по камерен метод, проверка на концентрацията на одоранта в газа, поддръжка на транспортните средства и оборудването.

Работа с клиентите включва следене и регулиране на работните и аварийни режими на газоразпределителната мрежа, ръководство на клиентите за работа с природен газ, оперативни разпореждания към експлоатационния персонал, събиране и обработка на оперативни данни за газоразпределителните мрежи и водене на оперативна документация.

4. Социална програма

Според дружеството, реализирането на бизнес плана и замяната на твърдите и течните горива с природен газ ще доведе до чувствително намаляване замърсяването на околната среда, което неминуемо ще доведе до подобряване условията на живот.

Разкриването на нови работни места в процеса на строителството и експлоатацията на газоразпределителната мрежа ще се отрази благоприятно при решаването на въпроса с безработицата при висококвалифицираните специалисти. Дружеството ще осъществява и редица дейности, свързани с повишаване на квалификацията и жизнения стандарт на персонала, като съответните дейности основно могат да бъдат обобщени в следното: осигуряване на средства за храна; осигуряване на средства за спорт, отдых и туризъм; медицинско обслужване на служителите и периодично провеждане на курсове за повишаване на квалификацията.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Разходите за дейността са формирани за петгодишен период, при цени към момента на изготвяне на бизнес плана, въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по група клиенти; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите; дължина на линейната част.

За дейността „разпределение на природен газ”:

- разходите за експлоатация и поддръжка на ГРМ включват следните разходи за: материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки и надбавки, социални и други разходи;

- разходите, пряко зависещи от пренесените количества природен газ, включват следните основни елементи: разходи за материали, загуби на природен газ по мрежата и други разходи.

За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”:

- условно-постоянните разходи, независещи от доставените количества природен газ, включват следните разходи за: материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки и надбавки, социални и други разходи;

- разходите, пряко зависещи от доставените количества природен газ, включват други разходи.

В следващите таблици са показани видовете разходи за дейностите разпределение и за снабдяване за периода 2015-2019 г. за лицензираната територия на „Добруджа газ” АД.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ” е посочена в таблица № 9

Таблица № 9

Разходи по елементи (хил. лв.)	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо
Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	121	122	131	133	144	651
Разходи за материали	9	9	10	10	10	48
Разходи за външни услуги	15	16	17	17	17	82
Разходи за амортизации	34	35	36	38	44	188
Разходи за заплати и възнаграждения	46	46	51	51	55	249
Разходи за социални осигуровки	13	13	14	14	14	68
Социални разходи	2	2	2	2	3	11
Други разходи	1	1	1	1	1	5
Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ -ПР	2	2	2	2	2	10
Общо разходи за разпределение:	123	124	133	135	146	661

В структурата на прогнозните разходи за дейност разпределение за периода 2015-2019 г., най-голям дял имат разходите за заплати и възнаграждения – 37,67%, следвани от разходи за амортизации – 28,40% и разходи за външни услуги – 12,40%.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” е посочена в таблица № 10

Таблица № 10

Разходи по елементи (лв.)	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо
Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	15	15	15	13	11	69
Разходи за материали	2	2	2	2	2	10
Разходи за външни услуги	7	7	7	7	7	35
Разходи за амортизации	5	5	5	3	1	19
Разходи за заплати и възнаграждения	0	0	0	0	0	0
Разходи за соц.осигуровки и надбавки	0	0	0	0	0	0
Други разходи	1	1	1	1	1	5
Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ	0	0	0	0	0	0
Общо разходи за снабдяване:	15	15	15	13	11	69

При прогнозните разходи за дейност снабдяване за периода 2015-2019 г., с най-голям дял са разходите за външни услуги 50,53%, следвани от разходите за амортизации – 25,67% и разходите за материали – 16,94%.

За нуждите на ценообразуването разходите за дейността са разделени, както следва:

5.1.Условно -постоянни разходи:

5.1.1. Разходите за материали включват: горива за автотранспорт, прогнозирани на база на необходимите транспортни средства за дейността и средномесечен разход на гориво; работно облекло, определено на база броя на персонала в размер на 360

лв./годишно за всеки зает; канцеларски материали, прогнозирани по цени към момента на съставяне на бизнес плана и в зависимост от необходимите материали за офиса; материали за текущо поддържане – резервните части за ремонт на линейната част са прогнозирани в размер на 0,3% от стойността на изградените линейни участъци, а линейните части за ремонт на съоръженията са прогнозирани в размер на 1,6% от стойността на изградените съоръжения.

5.1.2. Разходите за външни услуги включват:

- застраховки, прогнозирани в размер на 0,12% от стойността на дълготрайните материални активи, като включват имуществена застраховка и застраховка за причинени вреди на трети лица;

- данъци и такси, които включват лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ и параметрите на бизнес плана;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, като са прогнозирани за един офис в размер на 1 500 лв./год.;

- разходи за абонаментно поддържане, които включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията, одориращата инсталация и катодната защита и са прогнозирани в размер на 0,20 лв. на метър на година;

- разходи за проверка на уреди, определени в размер на 6 лв./бр. за всяко от съоръженията (промишлени, обществено-административни и битови) и са в зависимост от броя на въведените в експлоатация съоръжения;

- експертни и одиторски разходи, които са прогнозирани в зависимост от отчетните разходи за няколко години назад;

- разходи за вода, отопление и осветление, прогнозирани в зависимост от отчетните разходи за базисната година и предвижданата смяна на начина на отопление.

5.1.3. Разходи за амортизация – изчислени са по линеен метод при спазване амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

5.1.4. Разходи за заплати и възнаграждения на служителите, които включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозните разходи са определени на базата на разширяване на дейността на дружеството и повишаване на задълженията към персонала.

5.1.5. Социални осигуровки – включват социално-осигурителни вноски, начислени върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО и др. и са около 28% от размера на разходите за заплати и възнаграждения.

5.1.6. Социални разходи – за базовата 2014 г. не са начислявани, но с разширяване дейността на дружеството, се предвиждат допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, за вредни условия на труд и др.).

5.1.7. Други разходи включват: командировки и обучение на персонала, като са прогнозирани в зависимост от броя на персонала и отчетни данни от минали години, в размер на 300 лв./годишно за всеки зает.

5.2. Разходи, пряко зависещи от количествата пренесен/доставен природен газ:

5.2.1. Разходи за одорант – прогнозирани са в размер на 0,4 лв./1000 м³ природен газ;

5.2.2. Разходи за загуби на природен газ – прогнозирани са в размер на 0,1% от прогнозната консумация на природен газ.

Разходите за дейността на дружеството е разделило, както следва:

- в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, вода, отопление и

осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, реклама и командировки и обучение на персонала;

- на 100% към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата;
- на 100% към дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност и разходите за експертна и одиторска дейност.

6. Финансово-икономическо състояние на „Добруджа Газ” АД за периода 2012-2014

2.

От представените годишни финансови отчети на „Добруджа Газ” АД е видно, че дружеството отчита загуба през целия период, както следва: 59 хил. лв. за 2012 г., 70 хил. лв. за 2013 г. и за 2014 г. загубата е 21 хил. лв.

Общите приходи от дейността на дружеството намаляват с 12,03% - от 873 хил. лв. през 2012 г. на 768 хил. лв. за 2014 г. Основен дял в реализираните приходи имат приходите от продажба на природен газ, които намаляват от 862 хил. лв. през 2012 г. на 763 хил. лв. за 2014 г. Структурата на общите приходи включва още приходи от продажба на услуги и други приходи.

Общите разходи на дружеството през разглеждания период намаляват с 15,49% - от 936 хил. лв. за 2012 г. и достигат до 791 хил. лв. за 2014 г. С най-голям относителен дял са финансовите разходи, които намаляват от 8 хил. лв. на 3 хил. лв., следвани от разходите за възнаграждения, които от 57 хил. лв. намаляват на 46 хил. лв. Разходите за амортизации също намаляват от 60 хил. лв. за 2012 г. на 50 хил. лв. в края на 2014 г. Разходите за суровини и материали се увеличават от 5 хил. лв. на 8 хил. лв., а разходите за външни услуги се увеличават от 15 хил. лв. на 25 хил. лв.

Общата сума на активите на дружеството намалява от 1 121 хил. лв. за 2012 г. на 1 072 хил. лв. за 2014 г., вследствие на намалението, както на нетекущите, така и на текущите активи. Нетекущите активи намаляват от 966 хил. лв. за 2012 г. на 930 хил. лв. за 2014 г., основно в частта съоръжения. Текущите активи намаляват от 155 хил. лв. към края на 2012 г. на 138 хил. лв. за 2014 г. от намалените краткосрочни вземания и парични средства.

Собственият капитал на дружеството намалява от 1 022 хил. лв. на 931 хил. лв., в резултат на намалените законови резерви.

За периода 2012-2014 г. дружеството няма дългосрочни задължения. Текущите пасиви се увеличават от 96 хил. лв. за 2012 г. на 141 хил. лв. за 2014 г. в резултат на увеличените задължения към финансови предприятия.

Отчетните и прогнозни приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в таблица № 11:

Таблица № 11

Показатели	Отчет			Прогноза				
	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.
Общо приходи от дейността (хил. лв.)	873	567	768	783	836	881	938	986
Общо разходи от дейността (хил. лв.)	936	643	791	722	760	801	833	873
Счетоводна печалба/загуба (хил. лв.)	-63	-76	-23	61	76	80	105	113
Финансов резултат (хил. лв.)	-59	-70	-21	55	69	68	88	102
Коефициент на покритие на дълг-	1,06	0,98	1,00	1,33	1,44	1,58	1,71	1,46

готрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)								
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	1,61	0,88	0,98	4,23	4,86	4,13	3,65	3,35
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	10,65	5,26	6,60	12,98	12,58	8,51	6,41	7,50

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Добруджа Газ” АД за периода 2012-2014 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за периода намалява от 1,06 за 2012 г. на 1,00 за 2014 г., но остава над единица за периода, което означава, че дружеството е разполагало със свободен собствен капитал за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност намалява от 1,61 за 2012 г. на 0,98 за 2014 г., което означава, че дружеството е имало достатъчно свободни оборотни средства за погасяване на текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност, който показва степента на независимост от ползване на привлечени средства намалява от 10,32 за 2012 г. до 6,60 за 2014 г., но остава над единица за периода. Стойностите на този коефициент показват добра финансова автономност. Дружеството не е имало затруднения при покриването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Стойностите на горепосочените показатели, изчислени на база обща балансова структура, определят финансово-икономическо състояние на „Добруджа Газ” АД като *много добро* за периода 2012-2014 г. Въпреки че дружеството влошава общата си ликвидност, през целия период е разполагало с достатъчно свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения, както и със собствен капитал за обезпечаване на инвестиционните си мероприятия и за обслужване на финансовите си задължения.

7. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране, и очаквано финансово-икономическо състояние на „Добруджа газ” АД за периода 2015-2019 г.

Прогнозната структура, обемът на капитала и нормата на възвръщаемост са отразени в таблица № 12:

Таблица № 12

Описание	Единица мярка	Стойности				
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Собствен капитал	хил. лева	1 038	1 107	1 175	1 262	1 365
Дял на собствен капитал	%	94,54	94,86	95,14	95,46	95,79
Норма на възвръщаемост на собствения капитал	%	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Привлечен капитал	хил. лева	60	60	60	60	60
Дял на привлечения капитал	%	5,46	5,14	4,86	4,54	4,21
Среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Данъчни задължения	%	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Норма на възвръщаемост на капитала	%	8,74	8,75	8,76	8,77	8,78

Собственият капитал нараства за периода, като от 1 038 хил. лв. през 2015 г. достига

1 365 хил. лв. през 2019 г. Съотношението между собствения и привлечения капитал на дружеството се променя от 94,54% към 5,46% за 2015 г. и в края на периода е 95,79% към 4,21%. Среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2015-2019 г. е в размер 8,76%, при среднопретеглена структура на капитала 95,20% собствен и 4,80% привлечен капитал. Дружеството е предложило по-ниска среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала от определената от Комисията с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г.

Инвестиционна програма и финансиране

Инвестиционната програма на дружеството за периода на бизнес плана 2015-2019 г. включва изграждането на 3 400 м газоразпределителна мрежа и прилежащите ѝ съоръжения на лицензираната територия на обща стойност 308 хил. лв.

В следващата таблица № 13 са посочени източниците на финансиране:

Таблица № 13

Описание	Единица мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Печалба	хил. лв.	55	69	68	88	102
Амортизации	хил. лв.	39	40	41	41	45
Кредит	хил. лв.	60	60	60	60	60
Планирани инвестиции в ГРМ	хил. лв.	20	17	12	25	234

Според дружеството, източниците на средства за финансиране на проекта ще покриват както инвестициите в газоразпределителни мрежи и съоръжения, така и инвестиции в други дълготрайни активи (сгради, нематериални активи, други материални активи), необходими за осъществяването на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ.

„Добруджа газ” АД предвижда да финансира инвестиционната си програма със собствени средства, акумулирани от дейността на дружеството, както и сключен договор за краткосрочен заем, тип „Овърдрафт”.

С писмо вх. № Е-15-30-12 от 14.11.2014 г., „Добруджа газ” АД е представило препис-извлечение от Протокол № 8 от заседание на Общински съвет Генерал Тошево, проведено на 16.10.2014 г. Видно от представения протокол, Общински съвет Генерал Тошево е взел Решение № 8-13, с което одобрява бизнес план на „Добруджа газ” АД за периода 2015-2019 г., и дава съгласие дружеството да реинвестира собствени средства (прогнозна печалба) в инвестиционната си програма за периода на бизнес плана.

„Добруджа газ” АД е представило копие от Договор за банков кредит-овърдрафт № 040-169-001 от 11.02.2014 г., сключен между дружеството, като кредитополучател, и „Токуда банк” АД, като кредитор. Предмет на договора е предоставяне от кредитора по разплащателната сметка на кредитополучателя на сума в размер до 60 хил. лв. за оборотни средства – за финансиране на разходи, свързани с плащания към доставчици, включително ДДС. Крайният срок за погасяване на усвоената главница от предоставения кредит е 20.02.2015 г. Дружеството е погасило усвоената от него част от кредита на стойност 30 хил. лв. преди посочената дата. В тази връзка между „Добруджа газ” АД и „Токуда банк” АД е сключен Анекс № 1 от 13.02.2015 г. към Договор за банков кредит-овърдрафт № 040-169-001 от 11.02.2014 г., видно от който банката предоставя на дружеството за повторно усвояване погасената до момента част от главницата по кредита в размер на 30 хил. лв., с което общият размер на задължението по главницата става 60 хил. лв. Съгласно чл. 2 от сключения анекс, срокът за усвояване на средствата е до 19.02.2016 г., а крайният срок за погасяване на главницата по кредита – 20.02.2016 г. Съгласно погасителния план по чл. 3 от анекса първата погасителна вноска в размер на 30 хил. лв. е дължима на 20.01.2016 г., а втората - на 20.02.2016 г. при 11 (единадесет) месеца гратисен период.

8. Финансово-икономическо състояние на „Добруджа газ” АД за периода 2015-2019

2.

„Добруджа газ” ООД е представило прогнозни счетоводен баланс, отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода 2015-2019 г. За целия период на бизнес плана, дружеството прогнозира да реализира печалба, както следва: 55 хил. лв. за 2015 г.; 69 хил. лв. за 2016 г.; 68 хил. лв. за 2017 г.; 88 хил. лв. за 2018 г. и 102 хил. лв. за 2019 г. Подобряването на финансовия резултат се дължи на прогнозираното изпреварващо увеличение на общите приходи пред увеличението на общите разходи.

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 779 хил. лв. за 2014 г. на 980 хил. лв. през 2019 г., което се дължи основно на нарастващите приходи от продажби на природен газ, които от 779 хил. лв. през 2015 г. достигат до 976 хил. лв. през 2019 г. Структурата на приходите за периода на бизнес плана включва още приходи от услуги през последните две години от периода на бизнес плана. Ефективността на приходите от продажба на 100 лв. разходи на „Добруджа газ” АД се повишава, като от 107.11 през 2015 г. достига 110.86 лева приход на 100 лева разходи в края на периода. Рентабилността на приходите от продажби се увеличава от 7% през 2015 г. на 11% през 2019 г.

Дружеството прогнозира общите разходи да се увеличат от 722 хил. лв. за 2015 г. на 873 хил. лв. за 2019 г. Основен дял в общите разходи за дейността имат разходите за покупка на природен газ, които са около 82% за целия период на бизнес плана. Тези разходи са прогнозирани да се увеличат от 587 хил. лв. за 2015 г. до 717 хил. лв. в края на периода. Дружеството прогнозира разходи за суровини и материали в размер на 11 хил. лв. за 2015 г. и по 12 хил. лв. през останалите години. Разходите за външни услуги са прогнозирани да нарастват от 24 хил. лв. за 2015 г. на 27 хил. лв. за 2019 г. Разходите за амортизации са прогнозирани да нарастват от 39 хил. лв. през 2015 г. на 45 хил. лв. през 2019 г. Прогнозираните разходи за възнаграждения и осигуровки се увеличават от 59 хил. лв. за 2015 г. на 69 хил. лв. за 2019 г. Дружеството не прогнозира финансови разходи за периода 2015-2019 г.

Общата сума на активите на дружеството нараства с 38,37%, като от 1 118 хил. лв. за 2015 г. достига 1 547 хил. лв. в края на периода, в резултат на увеличение на текущите и нетекущите активи. Дълготрайните активи нарастват от 780 хил. лв. за 2015 г. на 938 хил. лв. за 2019 г. от придобиване на нови ДМА в частта съоръжения. Текущите активи на дружеството се увеличават с 80,47% от 338 хил. лв. за 2015 г. на 610 хил. лв. през 2019 г., основно от увеличените парични средства в безсрочни депозити. Рентабилността на активите се увеличава от 5% през 2015 г. на 7% през 2019 г., или средната рентабилност на активите е 5,87% за периода.

За посочения период, записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 756 хил. лв. Резервите остават непроменени за периода в размер на 266 хил. лв. Дружеството прогнозира поетапно увеличение на собствения капитал от 1 038 хил. лв. за 2015 г. на 1 365 хил. лв. за 2019 г., вследствие на увеличената неразпределена печалба. Собственият капитал намалява в общата стойност на пасива от 93% през 2015 г. до 88% в края на периода. Рентабилността на собствения капитал на „Добруджа газ” АД се увеличава от 5% през 2015 г. на 8% през 2019 г.

За периода на бизнес плана, дружеството не предвижда дългосрочни задължения. Краткосрочните пасиви се увеличават от 80 хил. лв. за 2015 г. на 182 хил. лв. за 2019 г., в резултат на увеличените задължения към предприятия.

От представените парични потоци за периода 2015-2019 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат само от основната търговска дейност на дружеството – приходи от продажба на природен газ на промишлени, обществено-административни, търговски и битови клиенти. При оперативната дейност са прогнозирани плащания за суровини и материали, плащания по трудови възнаграждения, осигуровки, корпоративни данъци и други

разходи. При инвестиционна дейност на дружеството, плащанията са свързани с покупката на активи. По отношение на финансовата дейност не са предвидени плащания.

От прогнозните парични потоци за периода 2015-2019 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода на бизнес плана.

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Добруджа газ” АД за периода 2015-2019 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал намалява 1,33 за 2015 г. до 1,46 за 2019 г., но остава над единица. Това е показател, че дружеството ще притежава достатъчно свободен собствен капитал да инвестира в нови дълготрайни активи след през целия пет годишен период.

Коефициентът на обща ликвидност намалява от 4,23 за 2015 г. на 3,35 за 2019 г., но остава над единица. Това е показател, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност, който показва степента на независимост от ползване на привлечени средства е със стойности 12,98 за 2015 г. спрямо 7,50 за 2019 г. Това означава, че дружеството ще притежава достатъчно собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Очакваните стойности на горепосочените показатели, определени на база обща балансова структура, показват че финансово-икономическото състояние на „Добруджа газ” АД ще бъде *много добро* за целия период на бизнес плана. Дружеството предвижда много добра обща ликвидност, т.е. ще разполага със свободни средства за обезпечаване на текущите си задължения, както и ще притежава достатъчно собствен капитал за обслужване на инвестиционните си мероприятия и на финансовите си задължения през целия период на бизнес плана.

9. Прогноза за цените на предоставяните услуги

С Решение № Ц-044 от 27.10.2010 г. Комисията е утвърдила цени на „Добруджа газ” АД, приложими на територията на община Генерал Тошево, при продължителност на регулаторния период от 2010 г. до 2014 г. включително.

Утвърдените цени за пренос през ГРМ и за снабдяване с природен газ са посочени в таблица № 14:

Таблица № 14

Клиентски групи	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 н.м ³)	Цени за снабдяване с природен газ при изградена връзка с преносната мрежа (лв./1000 н.м ³)
Промислени	87.45	8.58
ОА и търговски	122.70	13.15
Битови	218.62	38.25

Утвърдените цени за присъединяване по групи клиенти са посочени в таблица № 15:

Таблица № 15

Групи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Промислени:	
- до 10 м ³ /час, вкл.	2 232.00
- до 100 м ³ /час, вкл.	2 676.00
- над 1 000 м ³ /час, вкл.	2 963.00
ОА и търговски:	
- до 70 м ³ /час, вкл.	1 452.00

- до 400 м ³ /час, вкл.	1 683.00
- над 400 м ³ /час, вкл.	2 014.00
Битови	562.00

Предложените със заявление вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. цени за разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ от краен снабдител са посочени в таблица № 16:

Таблица № 16

Клиентски групи	Пределни цени за разпределение (лв./1000 м ³)	Пределни цени за снабдяване (лв./1000 м ³)
Промишлени	101.60	8.49
ОА и търговски	171.88	15.49
Битови	249.77	39.27

Предложените цени за присъединяване са посочени в таблица № 17:

Таблица № 17

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв. /клиент)
Промишлени:	
- до 10 н.м ³ /час	2 232.00
- до 100 н.м ³ /час	2 676.00
- над 100 н.м ³ /час	2 963.00
ОА и търговски:	
до 10 н.м ³ /час	1 347.00
до 100 н.м ³ /час	1 578.00
над 100 н.м ³ /час	1 909.00
Битови клиенти	601.00

Заявление с вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. от „Добруджа газ” АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Генерал Тошево, е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

10. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Прогнозните цени за разпределение на природен газ по газоразпределителната мрежа и за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи клиенти, са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране на „Горна граница на цени”. Съгласно чл. 6 от НРЦПГ, образуваните цени са пределни. Газоразпределителното предприятие може да договаря, предлага и прилага по-ниски от утвърдените от Комисията цени, при условие, че това не води до кръстосано субсидиране. „Добруджа газ” АД заявява, че на тази регулаторна база и отчитайки конюнктурата на пазара на енергоносителите, може да изгражда и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е: поддържане на конкурентноспособно равнище на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители; нестресиране на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време и осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на проекта.

11. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на газоразпределителното дружество обхваща веригата от изграждането на газоразпределителните мрежи до продажбите на природен газ на крайните клиенти. Дружеството определя следните области за повишаване на ефективността:

В производството: рационализиране на снабдителния процес; повишаване производителността на труда – квалификация и мотивация на персонала; подобряване на безопасността чрез балансирано развитие на персонал, техника и технологии; ефективна организация на сервизната дейност, при ръководство на експлоатационния процес – годишно /сезонно/ дневно.

В строителството: стандарти за строителство и осигуряване на качество съгласно международните стандарти; използване на високоефективна строителна техника и създаване на организация за оптималното ѝ използване.

В маркетинга на услугата: монтиране на електронни разходомери; изграждане на центрове за работа с потребителите; квалифициран персонал; атрактивни рекламни кампании; внедряване на техническа възможност за дистанционно отчитане на разходомерите.

Въз основа на всичко гореизложено е видно, че „Добруджа газ” АД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” на територията на община Генерал Тошево, при спазване на заложените в бизнес плана параметри.

Изказвания по т.3:

Докладва Р. Тахир.

И. Иванов уточни, че решението на Комисията се свежда до приемане на доклада. Прави впечатление, че през всичките години има съвсем малко строителство на газопреносната мрежа, което е от порядъка на 200 – 300 м. годишно. До 2019 г. е заложено сериозно строителство на около 2600 м. В същото време промяната в броя на промишлените и битовите абонати е незначителна. Данните са записани само формално, без да се вземе предвид, че през 2019 г. ще бъде присъединен Кардам. Има ли някакво обяснение от страна на дружеството за липсата на промяна в потребителите, която трябва да настъпи поради новото строителство? Ако няма промяна в броя на потребителите, тази инвестиция няма да бъде изплатена.

Р. Тахир каза, че дружеството не е дало подобно обяснение. Може би, през 2019 г. се очаква мрежата да бъде изградена, а промяната в броя на потребителите да настъпи през следващата година и тогава да започне присъединяването.

Е. Харитоновна поиска работната група да обясни коефициента за покритие на дълготрайните активи със собствен капитал. Намаление или увеличение има при този коефициент, който е записан на стр.13?

И. Иванов каза, че този коефициент се увеличава.

Е. Харитоновна обърна внимание, че има грешка и тя трябва да бъде коригирана.

И. Иванов добави, че изречението също трябва да бъде променено. Необходимо е данните да бъдат проверени отново.

Предвид гореизложеното,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклада на работната група относно подаденото от „Добруджа газ” АД заявление за одобряване на бизнес план за периода 2015 - 2019 г.;

2. Възлага на работната група да изготви проект на решение относно бизнес план на „Добруджа газ“ АД за периода 2015-2019 г., който да бъде разгледан на закрито заседание.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (И. Иванов, С. Тодорова, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонова), от които **три гласа** (В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията разгледа доклад, проект на становище и приложения относно **искане за изразяване на становище по постъпил доклад от румънския оператор на преносна система (S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias) относно прилагане на временни мерки по чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година** за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи.

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило писмо с вх. № Е-12-00-649 от 19.08.2015 г. от Румънския енергиен регулаторен орган (ANRE), към което е приложен постъпил за одобрение доклад с дата 29.07.2015 г. от румънския оператор на преносна система - S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias, относно прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи (Регламент (ЕС) № 312/2014, Регламента).

В изпълнение на процедурата за консултиране с националните регулаторни органи на съседните държави членки, на основание чл. 27, параграф 2 от Регламент (ЕС) № 312/2014 ANRE е изпратил доклада на КЕВР с искане за изразяване на становище. Съгласно цитираната разпоредба националните регулаторни органи на съседните държави членки могат да потърсят и становището на Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия.

След анализ на данните, съдържащи се в приложените документи, се установи следното:

Разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на преносните мрежи са задължителни в своята цялост и се прилагат пряко във всички държави членки. Регламент (ЕС) № 312/2014 влиза в сила на двадесетия ден след публикуването му в Официален вестник на Европейския съюз, като се прилага от 01.10.2015 г., без да се засягат член 28, член 33, параграф 5, член 38, параграф 1, член 45, параграф 4, член 46, параграф 3, член 51 и член 52. Регламентът се приема въз основа на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ, който допълва и от който е неразделна част.

Една от целите на Регламент (ЕС) № 312/2014 е да се създадат правила и мерки, които да допринесат за развитието на конкурентен и ефективен краткосрочен газов пазар в Европейския съюз, който осигурява възможност за предлагане на гъвкави продукти за газ от всякакви източници и предлагането му за покупка и продажба чрез пазарни механизми. В своя пълен обхват на приложение, Регламентът определя основните принципи за създаването и развитието на схема за балансиране на преносната система. Важно предварително условие за прилагането на Регламента е да има достатъчна ликвидност на краткосрочния пазар за покупко-продажба на газ на едро.

Съгласно Глава X „Временни мерки“, чл. 45, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 312/2014 при липсата на достатъчна ликвидност на краткосрочния пазар на газ на едро опера-

торите на преносни системи (ОПС) прилагат целесъобразни временни мерки съгласно чл. 47-50 от Регламента (*платформа за балансиране, алтернатива на платформата за балансиране, такса при временен дисбаланс и допустимо отклонение*). С действията за балансиране, извършвани от оператора на преносна система в случай на временни мерки, се повишава ликвидността на краткосрочния пазар на газ на едро, доколкото е възможно.

Временните мерки по параграфи се разработват и въвеждат от всеки оператор на преносна система в съответствие с доклада по чл. 46, параграф 1, който подлежи на одобрение от националния регулаторен орган по процедурата, *като в доклада се предвижда отмяната на временните мерки най-много пет години след влизането на настоящия регламент в сила.*

Процедурата относно временните мерки включва, съгласно чл. 46, параграфи 1-3 от Регламент (ЕС) № 312/2014, изготвяне на мотивиран доклад от оператор на преносна система, провеждане на консултации със заинтересованите страни и представяне на доклада за въвеждане на временни мерки за одобрение от съответния национален регулаторен орган. Първият доклад се представя в срок от шест месеца от влизането на Регламента в сила, а следващите доклади, с които при необходимост се актуализира първият доклад, се представят ежегодно. Националният регулаторен орган взема мотивирано решение, публикува го в срок от шест месеца от получаването на пълния доклад и незабавно го съобщава на АСРЕ и на Европейската комисия. При вземане на решение за одобряване на доклада, националният регулаторен орган анализира ефекта му върху хармонизирането на режимите за балансиране, облекчаването на пазарната интеграция и осигуряването на недискриминационни условия, действителна конкуренция и ефикасно функциониране на пазара на газ.

Задължителното съдържание на доклада е посочено в чл. 46, параграф 1 от Регламента, както следва:

а) *описание на етапа на развитие и степента на ликвидност на краткосрочния пазар на газ на едро към момента на изготвяне на доклада, като се посочват и други сведения, ако са известни на оператора на преносната система;*

б) *временните мерки, които ще бъдат прилагани;*

в) *мотивите за прилагане на временните мерки:* разяснение за необходимостта от тези мерки във връзка с етапа на развитие на краткосрочния пазар на газ на едро по буква б) и предвиждане за начина, по който с тези мерки ще бъде повишена ликвидността на краткосрочния пазар на газ на едро.

г) *действията, които ще бъдат предприети за отмяна на временните мерки, в т.ч. критериите за предприемане на тези действия и предвижданият график.*

Представеният доклад на оператора на преносна система на Румъния S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias относно прилагането на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/ 2014 съдържа:

1. Описание на етапното развитие на пазара на природен газ на едро

В доклада е представена информация, че дневните търговски продукти в момента липсват и на двата румънски пазара, управлявани от Румънската стокова борса С.А и от Пазарния оператор за електроенергия и природен газ OPCOM. Най-краткосрочният стандартен продукт, предлаган на двата пазара е договор за доставка със седмичен период на търгуване на природен газ (вътрешен, смесен или внос) - продукт, който не отговаря на изискванията за балансиране определени от Регламента.

В доклада се посочва, че към момента две компании, притежаващи лиценз за управление на централизирани пазари на природен газ, оперират на румънския пазар на едро на природен газ, а именно:

- Румънската стокова борса – BRM, която е придобила лиценз за търговия с природен газ през юли 2013 г., и която притежава търговска платформа за централизирания пазар на природен газ PCGN, като първата трансакция е осъществена през октомври 2013 г.;

- Пазарният оператор за електроенергия и природен газ - OPCOM, който от август 2013 г. е направил достъпна за пазарните участници Електронната търговска платформа чрез PCGN-LN механизма, в който двустранните договори се възлагат чрез комбиниран процес на търг и договаряне. Според информацията от ОПС, на 30.06.2015 г. не е възложен договор въпреки няколко регистрирани оферти за покупка и продажба.

В доклада е представена и информацията относно броя на трансакциите, извършени в централизираните пазари на природен газ и относно разликите между офертите за покупка и продажба на обемите. Изложени са и конкретни данни за броя на участниците, имащи достъп до краткосрочен пазар на природен газ на едро и броя на участниците, които са били активни в краткосрочния пазар на природен газ на едро.

S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias е достигнал до извода, че според информацията изпратена от BRM и OPCOM краткосрочната ликвидност на румънския пазар на природен газ на едро е недостатъчна за насърчаване на конкуренцията съгласно основните принципи определени в Регламента.

2. Предложение за временни мерки:

Въз основа на анализа на данните за румънския пазар на природен газ, които сочат, липса на достатъчна ликвидност на краткосрочния пазар на природен газ на едро съгласно чл. 45, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 312/2014, S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias предлага да предприеме временни мерки съгласно чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014. Състоянието на развитие на краткосрочния пазар на едро се характеризира с ниска ликвидност и отсъствие на дневни търговски продукти и търговски продукти в рамките на деня. Тези характеристики не позволяват използването на краткосрочни стандартизирани продукти, които да могат да се търгуват на търговска платформа, действия, свързани с балансирането съгласно Регламента.

Предвид отсъствието на балансираща платформа, която да може да се използва като временна мярка съгласно чл. 47 от Регламента, S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias счита, че е уместно прилагането на временни мерки, описани по-долу, поради следните причини:

- чрез тях ще се позволява прехвърлянето на количества природен газ между мрежовите ползватели за балансирането на техните портфолия, като се използва ИТ платформата, осигурена от ОПС, без дори в момента да отговорят изцяло на изискванията на Регламента по отношение на търговската платформа;

- тъй като ОПС има възможност да прилага услуги по балансирането, по този начин операторът автоматично допринася за увеличаването на ликвидността на краткосрочния пазар на природен газ на едро.

Временната мярка, която операторът на преносна система на Румъния предвижда да приложи в газовата година 2015-2016 е създаването на „*алтернатива на платформата за балансиране*“ (АПБ), която включва:

- възможността на мрежови ползвател да прави дневни заявки и коригиращи заявки в ден Д-1, за ден Д;

- възможността на мрежови ползвател да прави небалансирани заявки и коригиращи заявки в ден Д-1 за ден Д и да извършва трансакции за намаляване/елиминирание на предвидения дисбаланс до края на търговския период Д-1;

- установяване от ОПС на началния и крайния дневен дисбаланс произведен от мрежови ползвател;

- възможността на мрежови ползвател да балансира собствения си портфейл чрез инструмента за прехвърляне на газ;

- прилагането на 2% допустимо отклонение;

- възможността на ОПС да купува/продава природен газ за физическото балансиране на национална преносна система (НПС).

Прилагането на тази временна мярка цели да бъде гарантирано: балансирането на индивидуалните портфейли на мрежовите ползватели и поддържане на балансираща степен на равнище на НПС, за да гарантира непрекъснатост и сигурност на газопреносните услуги; възможността за ОПС да се намесва във физическото балансиране на системата когато се изисква. Алтернативата на платформата за балансиране е полезен инструмент за мрежови ползватели, гарантиращ основната роля на мрежовите ползватели при управлението на тяхната небалансирана позиция. Тя улеснява търговията на количества природен газ за балансиране: търговия на дневния дисбаланс между мрежовите ползватели и търговия на дневния дисбаланс чрез ОПС.

С оглед горното, S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias счита, че предложената мярка отговаря на общите принципи, предвидени в Регламент (ЕС) № 312/2014, предвид липсата на адекватно равнище за краткосрочна ликвидност в пазара на едро и при липсата на функционална търговска платформа.

В Доклада подробно са описани дейностите, свързани с дневни заявки и коригиращи заявки и прогнозен дисбаланс; заявки в рамките на деня и дневно балансиране, които произтичат от Глава IV „Заявки“ на Регламента. В т. 2.5. от доклада е представена подробна информация и относно „инструмент за прехвърляне на природен газ (ИПГ)“, който се използва за прехвърляне на количества природен газ от един мрежови ползвател, приемащ продажбата на друг мрежови ползвател, който, на свой ред, приема покупката на тези количества, за да балансира своето собствено дневно портфолио. Мрежовите ползватели, които приемат продажбата и покупката на количествата природен газ посредством инструмента за прехвърляне на газ са наречени партньори по инструмента.

В т. 2.6 на доклада S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias предвижда прилагане на *толеранс* съгласно чл. 50 от Регламент (ЕС) № 312/2014. ОПС, считайки, че са изпълнени изискванията от чл. 50, параграф 1, б. а, б и в от Регламента, има и предложение за използването на толеранса.

Същият се прилага към дисбаланса, регистриран след балансирането на мрежовите ползватели на техните портфолия чрез инструмента за прехвърляне на количества природен газ. Въз основа на вътрешните анализи, извършени от ОПС, приложимият толеранс е от 2%. Дневните дисбаланси не са кумулативни и завършват с търгуването им с ОПС съгласно процеса, подробно описан в Раздел 2.8. Сумата на кумулативното количество на физическия дисбаланс не може да надвишава гаранцията на всеки мрежови ползвател за балансиращия газ.

В тази връзка, на следващо място, S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias посочва, че съгласно настоящото или прогнозното физическо балансово състояние на НПС, ОПС следва да изпълни мерки за балансирането на системата, като закупува/продава количества природен газ, необходими за балансирането. Това балансиране е отделно от търговските дисбаланси на всеки мрежови ползвател и ще зависи единствено от обективната необходимост на системата, както е определена от ОПС. Тази необходимост може да бъде превантивна, за избягване бъдещ риск за системата, произтичащ от предварителните програми за пренос на мрежовите ползватели.

След изтичането на периода, в който мрежовите ползватели могат да използват инструмента за прехвърляне на газ, ОПС определя първоначалните количества на дневния дисбаланс, които надвишават нивото на толеранса, посочен в раздел 2.6, за всяко балансиращо портфолио от мрежови ползватели за газов ден Д. ОПС предвижда за всеки мрежови ползвател първоначалното дисбалансово количество на дневна база в срок до 14.15 ч. в деня Д+2 и калкулира дневната такса за дисбаланс, като умножава първоначалното количество на дневния дисбаланс (Q) по приложимата цена (P) съгласно приложимата методо-

логия. Подробно са изложени действията на оператора на преносна система в ситуации на свръх и на недостиг в случай на първоначален дневен дисбаланс. Ако ОПС установи състояние на дисбаланс в индивидуалното портфолио на мрежовия ползвател, свързано с излишък, операторът ще приеме продажбата на ОПС на количеството природен газ, представляващо регистрирания дисбаланс. Ако установи състояние на дисбаланс в индивидуалното портфолио на мрежовия ползвател, свързано с недостиг, операторът ще приеме покупката от ОПС на количеството природен газ, представляващо регистрирания дисбаланс.

В случай, че отрицателните дисбаланси ($I < E$) надвишават позитивните ($I > E$), ОПС ще започне покупката на количества природен газ, водещи до позитивен дисбаланс, на приложимата цена, съгласно методологията за изчисляване на таксите за дисбаланс. За покриването на отрицателната разлика, която продължава да създава дисбаланс, ОПС ще закупи количеството природен газ от търговска платформа (свободния пазар), като след това ще го продаде на мрежовите ползватели, които запазват окончателните си дисбалансови позиции. В случай, че отрицателните дисбаланси са по-малки от положителните, ОПС ще купи от мрежовите ползватели с окончателен позитивен дисбаланс количествата природен газ на приложима цена съгласно методологията за калкулиране на таксите за дисбаланс.

Количеството ще се предлага от ОПС на свободния пазар, като се използват централизираните търговски платформи. Ако тези количества не бъдат продадени в срок до 24 часа, те остават собственост на оператора, и ще бъдат съхранявани или в НПС или, в зависимост от случая, в подземни газохранилища за бъдещо балансиране.

В доклада е предвидено и приложението на временна мярка „такса при временен дисбаланс“. В т. 2.9. от доклада са разработени методологии за изчисляване на таксите за дисбаланс, а именно:

Съгласно принципа за прилагането на дневните такси за дисбаланс, описан в Глава V от Регламент (ЕС) № 312/2014, се определя за всеки мрежови ползвател, създаващ дисбаланс, като се умножи количеството на дневния дисбаланс по приложимата цена.

Приложимата цена за дисбаланс извън 2% лимит на толеранса, както бе посочен по-горе, се определя, както следва:

А. За дните, през които ОПС трябва да търгува с количества природен газ за физическото балансиране на системата, референтната цена ще бъде цената, на която ОПС е извършил съответната сделка;

Б. За дните, през които ОПС не търгува с количества природен газ за физическото балансиране на системата, референтната цена ще бъде: пределната продажна цена, когато дневният дисбаланс е положителен (постъпването на количества на мрежови ползвател за този ден надвишава взиманията на количества от него за този газов ден) или пределната покупна цена, когато дневният дисбаланс е отрицателен (взиманията на количества от мрежови ползвател за този ден надвишава постъпването на количества за него за този газов ден).

Пределната продажна цена е най-ниската цена от всички трансакции с природен газ, известни във виртуалната търговска точка (ВТТ) за този газов ден. В случай, че във ВТТ не са съобщени трансакции, ще се отчете най-ниската цена от всички трансакции с природен газ, извършени на BRM и OPCOM за този газов ден. Поради намалената ликвидност на краткосрочния пазар на едро, ако не са извършени трансакции за този газов ден през този газов ден, се взима предвид най-ниската цена от последния ден, през който са извършени трансакции, обявени във ВТТ.

Пределната покупна цена е най-високата цена от всички трансакции с природен газ, известни във ВТТ за този газов ден. В случай, че във ВТТ не са съобщени трансакции, ще се вземе предвид най-високата цена от всички трансакции с природен газ, извършени на BRM и OPCOM за този газов ден. Поради намалената ликвидност на краткосрочния пазар

на едро, ако не са извършени трансакции за този газов ден през този газов ден, се взима предвид най-високата цена от последния ден, през който са извършени трансакции, обявени във ВТТ.

S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias посочва, че приложимата цена за ситуациите, когато се превишава двупроцентовия толеранс, се определя, като към цените, посочени в Раздел А. и Б. се приложи +/-20% корекционен компонент, в зависимост от случая. Дневните такси за дисбаланс се посочват отделно във фактурите, издадени от ОПС към мрежовите ползватели съгласно чл. 19, параграф 2 от Регламент (ЕС) № 312/2014.

3. Предвиждания за отстраняването на временните мерки и действията, които могат да допринесат за увеличаване на ликвидността на краткосрочния газов пазар

Според доклада, S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias има задължение да предприеме всички необходими стъпки, за да гарантира спазването на предвидените в Регламент (ЕС) № 312/2014 критерии, най-малкото в рамките на търговска платформа, която: предоставя достатъчно подкрепа през газовия ден, както на мрежовите ползватели за търговия, така и на операторите за предприемането на подходящите действия по балансирането посредством търговия със съответните краткосрочни стандартизирани продукти; предоставя прозрачен и недискриминационен достъп; предоставя равнопоставени услуги; гарантира запазване на анонимността на търговията най-малкото до момента на сключването на сделката; предоставя подробен преглед на текущите предложения и оферти до всички участници в търговията; гарантира, че всички търговски операции са надлежно съобщени на ОПС.

Предвид факта, че предложените от S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias временни мерки съдържат алтернатива на балансиращата платформа, първата стъпка, към изпълнението на която ОПС се стреми, е да направи всички необходими договорености за създаването и развитието на платформа за балансиране съгласно чл. 47 от Регламента, като желанието на оператора е да започне работа с нея в началото на газовата година 2016 – 2017.

В допълнение, съгласно чл. 8, параграф 6, S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias предвижда да оценява на годишна база балансиращите услуги, които предоставя и ще прецени до каква степен те допринасят за увеличаването на ликвидността на пазара. След извършването на оценката и прегледа ОПС ще се консултира с ANRE ежегодно, за да се установят потенциалните мерки за стимулиране на мрежовите ползватели за създаване на увеличение на пазарната ликвидност, по начин, позволяващ пълното прилагане на Регламента. В този смисъл може да се направи извод, че предложението на оператора на преносна система на Румъния е графикът за изпълнение на временни мерки да бъде актуализиран в рамките на годишния доклад на S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias съгласно чл. 46, параграф 3 от Регламента.

С писмо изх. № E-13-00-849 от 27.08.2015 г. е изискано становище от „Булгартрансгаз“ ЕАД относно предложените от S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias временни мерки по Глава X от Регламент (ЕС) № 312/2014. В постъпилото в Комисията писмо с вх. № E-15-45-4 от 08.09.2015 г. дружеството изразява становище, че разработеният от оператора на газопреносната система на Румъния доклад за прилагане на временни мерки е в съответствие с основните принципи на Регламента и правилата за балансиране на мрежата, които той въвежда. „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че на S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias следва да бъдат дадени препоръки, в доклада за въвеждането на временни мерки или алтернативно в следващия годишен доклад на оператора да бъдат включени и изяснени следните важни въпроси, свързани с приложението на Регламента, а именно:

Съгласно представения доклад, предложените мерки се отнасят само за входната и изходната зона на националната газопреносна система на Румъния и не засягат транзитната преносна система, доколкото няма прехвърляне на природен газ от едната система в другата. Видно от доклада, прилагането на Регламента за румънската транзитна система ще зависи от статуса на изпълнение на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парла-

мент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ. Доколкото транзитната система на Румъния се свързва към момента с газопреносната система на България в точки на междусистемно свързване Негру вода 1/Кардам и Негру вода 2,3/ Кардам, неприлагането на Регламента за румънската транзитна система ще се отрази негативно върху състоянието и развитието на трансграничната търговия. Също така, въвеждането на предвидените временни мерки няма да допринесат на този етап за хармонизиране на режимите за балансиране в румънската и българската газопреносни системи, съответно мерките няма да имат ефект върху улесняване на пазарната интеграция и ефикасното функциониране на регионалния пазар на природен газ, до момента, в който не бъде предвидено имплементирането на Регламента и за транзитната система на Румъния. „Булгартрансгаз“ ЕАД е изложило и аргументи за конкретни несъответствия с предвиденото в Регламент (ЕС) № 312/2014, които считаме за обосновани и които следва да бъдат отразени в становището на КЕБР до ANRE.

След преглед на данните, анализа на състоянието на пазара на природен газ в Румъния и предложените конкретни временни мерки, изложени в постъпилния доклад от S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias по чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014, както и предвид изложените в становището от „Булгартрансгаз“ ЕАД препоръки и поставените въпроси, считаме, че румънският оператор на преносна система аргументирано е обосновал необходимостта от предложените временни мерки и причините за въвеждането им, като е удостоверил, че е изпълнено условието за въвеждане на целесъобразни временни мерки съгласно чл. 45 от Регламент (ЕС) № 312/2014, а именно липса на достатъчна ликвидност на краткосрочния пазар на газ на едро, което не насърчава конкуренцията съгласно основните принципи на Регламента.

1. Във връзка с предложението на S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias за създаване на алтернатива на платформа за балансиране, както и инструмент за прехвърляне на природен газ и виртуална търговска точка, следва да бъдат пояснени функционалността на всяка една от тях, както и взаимовръзките помежду им. Необходимо е и да се изясни към кой от инструментите се подава уведомлението за сделка съгласно чл. 5 от Регламента. В тази връзка и с оглед оценка на източниците на краткосрочна ликвидност в региона, следва да се посочи кога се предвижда да започне да функционира алтернативата на платформа за балансиране.

2. Във връзка с информацията относно въвеждане на дневни и коригиращи заявки по т. 2.2. и т. 2.3. от доклада, на S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias следва да бъде направено предложение тези текстове да се синхронизират с разпоредбите на Глава IV от Регламента, където е уредено подаването на заявки за ден D да се извършва в точно определени часове на ден D – 1, докато цикълът на подаване на коригиращи заявки започва в ден D – 1 и завършва в ден D (intra-day).

Уточнението е необходимо с оглед синхронизиране на действията на операторите на преносни системи на Румъния и България от двете страни на точките на междусистемно свързване Негру вода 1/Кардам и Негру вода 2,3/Кардам. Необходимо е да се уточни и от кога се планира започване изпълнението на тази процедура.

3. По отношение на толеранса, от представената в доклада информация остава неизяснен въпросът на каква база се изчислява дневният толеранс в размер на 2%. В тази връзка, е необходимо S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias да допълни доклада с уточняващи текстове.

4. Следва да се отбележи, че посоченият в доклада размер на малките корекции в размер на 20% от приложимата цена за балансиране не съответства на чл. 22, параграф 7 от Регламента, в която максималният размер на малките корекции е определен до 10%.

5. На S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias може да се направи предложение в доклада да бъде изяснен въпросът каква цена за балансиране ще се прилага или няма да се при-

лага за случаите, когато определеният дневен дисбаланс на ползвател на газопреносната система е в рамките на толеранса от 2%.

6. В доклада относно прилагане на временни мерки, румънският оператор на преносна система е предложил използването на малки корекции и определяне на такса за балансиране на база на пределни цени. S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias следва да прецизира този текст предвид чл. 22, параграф 2 от Регламента с цел уточняване дали използването на малки корекции е при спазване на цитираната разпоредба.

7. Докладът следва да бъде допълнен с информация относно мерките, които S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias ще предприеме по отношение на неутралността на извършените разходи и приходи от балансиране съгласно чл. 29 и чл. 30 от Регламента.

8. Във връзка с посочения в т. 2.8. от доклада начин за извършване на търговското балансиране на националната преносна система от S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias, в доклада следва да бъдат прецизирани временните интервали (между коригиране на крайна балансова позиция с използване на инструмент „прехвърляне на газ“ за D +2 и таксата за дисбаланс за ден D) с оглед избягване на припокриването им. В допълнение, съгласно разпоредбата на чл. 5 от Регламента, не е допустимо да бъдат търгувани дисбаланси между ползвателите постфактум, т.е. в ден D+1 и D+2 за ден D.

Изказвания по т.4:

Докладва В. Василева. Работната група се е запознала с данните, които се съдържат в приложените документи и е установила, че представеният доклад от оператора на преносната мрежа съдържа описание на етапното развитие на пазара на природен газ на едро. Представена е информация относно предлаганите търговски продукти на описаните два румънски пазара. Румънският оператор на преносната система е достигнал до извода, че краткосрочната ликвидност на румънския пазар на природен газ на едро е недостатъчна за увеличаване на конкуренцията, съгласно основните принципи на регламента. Докладът съдържа и предложения за временни мерки. Предвид отсъствието на балансираща норма, временната мярка, която операторът на преносната мрежа на Румъния предвижда да приложи, е създаването на алтернатива на платформата за балансиране. Предвидено е и предлагането на толеранс и мярката за такса при временен дисбаланс. Работната група е изискала становище от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Дружеството е направило множество констатации, изводи, предложения и препоръки, които работната група е приела за основателни и счита, че следва да бъдат отразени в становището на Комисията към румънския енергиен регулаторен орган. Едни от основните аргументи на „Булгартрансгаз“ ЕАД са, че румънският оператор е обосновал необходимостта от прилагането на тези временни мерки, но те няма да имат ефект за улесняването на пазарната интеграция и ефикасното функциониране на регионалния пазар на природен газ, докато не бъде предвидено цялостното приложение на регламента.

И. Иванов каза, че становището съдържа редица препоръки, които трябва да бъдат отразени в съответствие със становището на КЕВР. „Булгартрансгаз“ ЕАД втори доклад ли представя, след като е записано, че това е преработена версия?

Р. Тахир обясни, че това е единствената версия, която е изпратена до Комисията.

И. Иванов обърна внимание, че „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да преработи доклада си, съобразно препоръките на КЕВР .

С. Тодорова каза, че дружеството може да направи това по своя преценка.

Предвид гореизложеното, на основание чл. 27, параграф 2, във връзка с чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи и чл. 43, ал. 6 от Правил-

ника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад относно искане за изразяване на становище по постъпил доклад от румънския оператор на преносна система (S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias) относно прилагане на временни мерки по чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи;

2. Приема становище по доклада от S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias относно прилагане на временни мерки по чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи, което да бъде изпратено на националния регулаторен орган на Румъния (ANRE), както следва:

СТАНОВИЩЕ

на Комисията за енергийно и водно регулиране

Относно: Доклад от румънския оператор на преносна система S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias относно прилагане на временни мерки по чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило писмо с вх. № Е-12-00-649 от 19.08.2015 г. от Румънския енергиен регулаторен орган (ANRE), към което е приложен постъпил за одобрение доклад с дата 29.07.2015 г. от румънския оператор на преносна система - S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias, относно прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи (Регламент (ЕС) № 312/2014, Регламента).

В изпълнение на процедурата за консултиране с националните регулаторни органи на съседните държави членки, на основание чл. 27, параграф 2, във връзка с чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014, КЕВР, след като разгледа постъпилите доклад, установи следното:

Представеният доклад на оператора на преносна система на Румъния S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias относно прилагането на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014 съдържа необходимата информация съгласно изискванията на чл. 46, параграф 1 от Регламента: описание на етапното развитие и краткосрочната ликвидност на природен газ на пазара на едро по време на изготвяне на доклада; предложени временни мерки; обосновка за необходимостта за прилагане на временни мерки; описание на стъпките, отменящи временните мерки и пълното прилагане на Регламента.

След преглед на данните, анализа на състоянието на пазара на природен газ в Румъния и предложените конкретни временни мерки, изложени в постъпилите доклад от S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias по чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014, КЕВР счита, че румънският оператор на преносна система аргументирано е обосновал необходимостта от предложените временни мерки и причините за въвеждането им, като е удостоверил, че е изпълнено условието за въвеждане на целесъобразни временни мерки съгласно чл. 45 от

Регламент (ЕС) № 312/2014, а именно: липса на достатъчна ликвидност на краткосрочния пазар на газ на едро, което не насърчава конкуренцията съгласно основните принципи на Регламента. КЕВР приема, че на S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias следва да бъдат дадени някои препоръки за изясняване на въпроси, свързани с приложението на Регламента, в доклада за въвеждането на временни мерки или в следващия годишен доклад на оператора.

Съгласно представения доклад, предложените мерки се отнасят само за входната и изходната зона на националната газопреносна система на Румъния и не засягат транзитната преносна система, доколкото няма прехвърляне на природен газ от едната система в другата. Видно от доклада, прилагането на Регламента за румънската транзитна система ще зависи от статуса на изпълнение на Регламент (ЕО) №715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ. Доколкото транзитната система на Румъния се свързва към момента с газопреносната система на България в точки на междусистемно свързване Негру вода 1/Кардам и Негру вода 2,3/Кардам, неприлагането на Регламента за румънската транзитна система ще се отрази негативно върху състоянието и развитието на трансграничната търговия. Въвеждането на предвидените временни мерки няма да допринесе на този етап за хармонизиране на режимите за балансиране в румънската и българската газопреносни системи, съответно мерките няма да имат ефект върху улесняване на пазарната интеграция и ефикасното функциониране на регионалния пазар на природен газ, до момента, в който не бъде предвидено имплементирането на Регламента и за транзитната система на Румъния.

Във връзка с предложението на S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias за създаване на алтернатива на платформа за балансиране, както и инструмент за прехвърляне на природен газ и виртуална търговска точка, КЕВР счита, че следва да бъдат пояснени функционалността на всяка една от тях, както и взаимовръзките помежду им. Необходимо е и да се изясни към кой от инструментите се подава уведомлението за сделка съгласно чл. 5 от Регламента. В тази връзка и с оглед оценка на източниците на краткосрочна ликвидност в региона, следва да се посочи кога се предвижда да започне да функционира алтернативата на платформа за балансиране.

Във връзка с информацията относно въвеждане на дневни и коригиращи заявки по т. 2.2. и т. 2.3. от доклада, КЕВР предлага тези текстове да бъдат синхронизирани с разпоредбите на Глава IV от Регламента, където е уредено подаването на заявки за ден D да се извършва в точно определени часове на ден D-1, докато цикълът на подаване на коригиращи заявки започва в ден D-1 и завършва в ден D (intra-day). Уточнението е необходимо с оглед синхронизиране на действията на операторите на преносни системи на Румъния и България от двете страни на точките на междусистемно свързване Негру вода 1/ Кардам и Негру вода 2,3/Кардам. Необходимо е да се уточни и от кога се планира да започне изпълнението на тази процедура.

По отношение на толеранса, от представената в доклада информация остава неизяснен въпросът на каква база се изчислява дневният толеранс в размер на 2%. В тази връзка, КЕВР счита за необходимо S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias да допълни доклада с уточняващи текстове.

В доклада S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias следва да изясни и въпроса каква цена за балансиране ще се прилага или няма да се прилага за случаите, когато определеният дневен дисбаланс на ползвател на газопреносната система е в рамките на толеранса от 2%.

Следва да се отбележи, че посоченият в доклада размер на малките корекции в размер на 20% от приложимата цена за балансиране не съответства на чл. 22, параграф 7 от Регламента, в която максималният размер на малките корекции е определен до 10%.

В доклада относно прилагане на временни мерки, румънският оператор на преносна система е предложил използването на малки корекции и определяне на такса за баланси-

ране на база на пределни цени. КЕВР препоръчва в доклада S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias да прецизира този текст предвид чл. 22, параграф 2 от Регламента с цел уточняване дали използването на малки корекции е при спазване на цитираната разпоредба.

КЕВР счита за целесъобразно докладът да бъде допълнен и с информация относно мерките, които S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias ще предприеме по отношение на неутралността на извършените разходи и приходи от балансиране съгласно чл. 29 и чл. 30 от Регламента.

В допълнение, във връзка с посочения в т. 2.8. от доклада начин за извършване на търговското балансиране на националната преносна система от S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias, в доклада могат да бъдат прецизирани временните интервали (между коригиране на крайна балансова позиция с използване на инструмент „прехвърляне на природен газ“ за D+2 и таксата за дисбаланс за ден D) с оглед избягване на припокриването им. Съгласно разпоредбата на чл. 5 от Регламента, не е допустимо да бъдат търгувани дисбаланси между ползвателите постфактум, т.е. в ден D+1 и D+2 за ден D.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (И. Иванов, С. Тодорова, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **три гласа** (В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-278/25.09.2015 г. и Решение на КЕВР № /./2015 г. относно от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на доклад за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-274/23.09.2015 г. относно БП на „Комекес“ АД за периода 2014-2018 г.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-277/23.09.2015 г. относно БП на „Добруджа газ“ АД за периода 2015-2019 г.

4. Доклад с вх. № Е-Дк-279/28.09.2015 г. относно искане за изразяване на становище по постъпил доклад от румънския оператор на преносна система (S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias) относно прилагане на временни мерки по чл. 46 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

1.
(С. Тодорова)

2.
(Р. Осман)

3.
(В. Владимиров)

4.
(Г. Златев)

5.
(Е. Харитонов)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Н. ГЕОРГИЕВ

6.
(В. Петков)