



ПРОТОКОЛ

№ 171

София, 30.07.2020 година

Днес, 30.07.2020 г. от 10:01 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в пълен състав, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Ю. Митев – директор на дирекция „Обща администрация“, А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензи: електрически мрежи, търговия и пазари“, В. Михов – и.д. директор на дирекция „Мониторинг и контрол по изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 Октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия“ и експерти на КЕВР.

И. Иванов каза, че прави предложение за включване на допълнителна т. 7 в дневния ред (предложението е на основание чл. 33, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация): *Доклад с вх. № Е-Дк-659 от 29.07.2020 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 23.07.2020 г. от „Булгаргаз“ ЕАД за издаване на разрешение за извършване на сделка на стойност повече от 10 на сто от активите на лицензианта съгласно последния одитиран годишен финансов отчет.*

От страна на членовете на Комисията нямаше възражения относно направеното предложение от И. Иванов за включването на допълнителна т. 7 в дневния ред.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-650 от 27.07.2020 г. относно Годишен доклад до Европейската комисия и до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори относно дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране във връзка с развитието на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Агапина Иванова, Васил Михов, Милен Трифонов, Величка Маринова, Петя Андонова, Ивайло Александров, Дориан Дянков, Благовест Балабанов, Румяна Цветкова, Даниела Митрова, Радослав Райков, Светослава Маринова, Рада Башлиева, Ремзия Тахир, Милен Димитров, Виктория Джерманов, Мариана Сиркова, Красимира Лазарова, Людмила Ненова, Ралица Караконова, Борислава Петракиев, Ива Георгиева

2. Доклад с вх. № О-ДК-363 от 24.07.2020 г. относно одобряване на резултатите на Дейност 1 от проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“ с приложения.

Работна група: Светла Годорова, Елена Маринова, Пламен Младеновски, Юлиан Митев, Милен Трифонов, Петя Андонова, Ива Георгиева, Велина Козарева, Радослав Райков, Радостина Методиева, Евгения Сматракалева, Анжела Димитрова, Елица Георгиева, Борислава Петракиева, Марияна Колева, Елена Класанова, Петя Георгиева

3. Доклад с вх. № Е-Дк-651 от 27.07.2020 г. относно проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020).

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов, Юлиан Стоянов, Радостина Методиева, Радослав Райков, Силвия Петрова

4. Проект на решение относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 - 2029 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Милен Димитров, Снежана Станкова, Красимира Лазарова, Людмила Ненова, Виктория Джерманова, Мариана Сиркова, Сирма Денчева, Пламен Кованджиев, Деница Лефтерова, Рада Башлиева

5. Доклад с вх. № Е-Дк-652 от 27.07.2020 г. и проект на решение относно Консултация относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Сирма Денчева, Виктория Джерманова, Деница Лефтерова, Ренета Николова, Рада Башлиева

6. Доклад с вх. № О-Дк-362/24.07.2020 г. относно финансов отчет на Комисия за енергийно и водно регулиране към 30.06.2020 г.

Докладват: Юлиан Митев, Евгения Сматракалева, Анжела Димитрова

7. Доклад с вх. № Е-Дк-659 от 29.07.2020 г. и Решение относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 23.07.2020 г. от „Булгаргаз“ ЕАД за издаване на разрешение за извършване на сделка на стойност повече от 10 на сто от активите на лицензианта съгласно последния одитиран годишен финансов отчет.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Красимира Лазарова, Александра Димитрова, Деница Лефтерова, Ренета Николова

По т.1. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-650 от 27.07.2020 г. относно **Годишен доклад до Европейската комисия и до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори относно дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране във връзка с развитието на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ.**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 26 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) публикува годишен доклад за дейността си, включително за резултатите от контрола за недопускане ограничаването и нарушаването на конкуренцията на енергийните пазари и за тяхното ефективно функциониране, като изпраща доклада до Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (АСРЕ) и Европейската комисия (ЕК). Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 24 от ЗЕ, Комисията предоставя на компетентните институции на Европейския съюз информацията, предвидена в правото на Европейския съюз.

Съгласно чл. 59, ал. 1, б. „и“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия (Директива (ЕС) 2019/944) и чл. 41, ал. 1, б. „д“ от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО (Директива 2009/73/ЕО), КЕВР има задължението да докладва ежегодно за дейността си и изпълнението на задълженията си пред релевантните органи на държавите членки, пред АСРЕ и ЕК.

Със Заповед № З-Е-89 от 04.06.2020 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група. В изпълнение на поставената с цитираната заповед задача, е изготвен проект на годишен доклад до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и до Европейската комисия относно дейността на КЕВР за 2019 г. във връзка с развитието на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ, в съответствие с изискванията чл. 59 от Директива (ЕС) 2019/944 и чл. 41 от Директива 2009/73/ЕО. Структурата на доклада следва променената структура, приета и съгласувана от Съвета на европейските енергийни регулатори (CEER) на 02.03.2020 г.

Изказвания по т.1.:

Докладва М. Трифонов. На основание чл. 21, ал. 1, т. 26 от Закона за енергетиката Комисията за енергийно и водно регулиране публикува годишен доклад за дейността си, включително за резултатите от контрола за недопускане ограничаването и нарушаването на конкуренцията на енергийните пазари и за тяхното ефективно функциониране, като изпраща доклада до Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия и Европейската комисия. Това задължение също произтича и от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ. Информацията в представения до ЕК се припокрива в голяма степен с информацията, която е приета по-рано с доклада за дейността на Комисията. Допълнени са само новите данни и индикатори, които са съгласно последните насоки на CEER за съдържанието на този доклад. М. Димитров обърна внимание, че на стр. 8 от доклада до ЕК е допусната неточност преди последния абзац. Вместо „*С цел яснота при прилагането...*“ трябва да се чете „*С цел яснота при прилагането на разпоредбите относно определянето от Комисията на нормата на възвръщаемост на капитала, съгласно чл. 13 от НРЦПГ и допълнен с нова алинея, която регламентира приложимия при нейното определяне модел за оценка на капиталовите активи, както и използваните данни...*“. Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 26 от Закона за енергетиката, чл. 59, ал. 1, б. „и“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и чл. 41, ал. 1, б. „д“ от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО, и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме доклада на работната група;

2. Да приеме годишен доклад до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и до Европейската комисия относно дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране във връзка с развитието на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ за 2019 г.;

3. Докладът по т. 2 да бъде изпратен на Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и на Европейската комисия.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

И. Иванов каза, че предлага да се премине към гласуване и обърна внимание, че е поет ангажимент за допълване на посочения от М. Трифонов абзац.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 26 от Закона за енергетиката, чл. 59, ал. 1, б. „и“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и чл. 41, ал. 1, б. „д“ от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО, и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-650 от 27.07.2020 г. относно Годишен доклад до Европейската комисия и до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори относно дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране във връзка с развитието на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ.

2. Приема Годишен доклад до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и до Европейската комисия относно дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране във връзка с развитието на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ за 2019 г.;

3. Докладът по т. 2 да бъде изпратен на Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и на Европейската комисия.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

Решението е взето с **осем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимирев - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - за и Пенка Трендафилова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разгледа доклад с вх. № О-ДК-363 от 24.07.2020 г. относно одобряване на резултатите на Дейност 1 от проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“ с приложения.

Със свое Решение № 140 от 17 март 2014 г., Министерският съвет на Република България е приел Стратегия за развитие на държавната администрация 2015-2020 г., в която са дефинирани четири стратегически цели: ефективно управление и върховенство на закона; партньорско управление с гражданите и бизнеса; открито и отговорно управление; професионално и експертно управление. Пътната карта за изпълнение на

Стратегията за развитие на държавната администрация 2015-2020 г., приета с Решение № 1033 на Министерския съвет от 2015 г., изменена и допълнена с Решение № 983 на Министерския съвет от 2016 г. и Решение № 204 на Министерския съвет от 2018 г., съдържа конкретните мерки и срокове за реализацията им, необходимите финансови ресурси, източниците на финансиране, очакваните резултати, индикаторите за изпълнение и отговорните институции. Тази Пътна карта е основен инструмент за планиране на мерките и дейностите, чийто източник на финансиране е Оперативна програма „Добро управление“ (ОПДУ).

В приетата от Министерския съвет Пътна карта към Стратегията за развитие на държавната администрация 2014-2020 г. в Стратегическа цел № 1: Ефективно управление и върховенство на закона, е заложена специфична цел по т. 1.6. Подобряване на работата на контролните, регулаторни и приходни органи. В тази цел, за КЕВР - като национален регулаторен орган, е предвидена отделна мярка и дейност за изпълнение на мярката „Развитие на аналитичния капацитет на КЕВР“, с водеща отговорна институция КЕВР.

За осъществяване на тези цели и постигане на очакваните резултати, по Оперативна програма „Добро управление“ се реализира проект „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“ (проекта) с бенефициент Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) и изпълнител – Европейската банка за възстановяване и развитие (ЕБВР), съгласно Административен договор № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ. В тази връзка, между КЕВР и ЕБВР е подписано на 30 януари 2019 г. Споразумение за предоставяне на подкрепа за проекти между Комисия за енергийно и водно регулиране на Република България и Европейската банка за възстановяване и развитие по отношение на програмата за регулаторно развитие на енергийния сектор, обн. ДВ, брой 80 от 11.10.2019 г. (Споразумението).

Съгласно Споразумението, ЕБВР следва да предостави на КЕВР услуги за подпомагане изпълнението на проекти, като същите са разделени на шест отделни дейности с конкретни резултати:

1. Разработване на проекти на наредба, методики, инструкции и правила свързани с мониторинга на пазара (Дейност 1);
2. Разработване на вътрешни правила за разследващия експерт на КЕВР (Дейност 2);
3. Разработване на проекти на правила за водене на единна регулаторна отчетност за електроразпределителните оператори (Дейност 3);
4. Разработване на проект на методика за оценка стойността на капиталовите и оперативните разходи на електроразпределителните предприятия (Дейност 4);
5. Разработване на проект на методика за обвързване на регулираните приходи на електроразпределителните предприятия с показателите за ефективност и качество на услугите (Дейност 5);
6. Провеждане на обучения за експертите от КЕВР за изпълнение на правомощията по Регламент (ЕС) № 1227/2011 (Дейност 6).

Съгласно чл. 7, буква „б“ от Споразумението, КЕВР, в качеството си на бенефициент по проекта, следва да одобри писмено всеки конкретен резултат като е регламентирана възможност бенефициентът да поиска от ЕБВР да направи изменения на съответния документ и да бъде представен отново за одобрение.

В изпълнение на Дейност 1 от проекта са изготвени предвидените документи, които са съобразени с дадените в хода на разработването им коментари от екипа по проекта, определен със Заповед № 3-ОХ-69 от 18.10.2019 г. на председателя на КЕВР. В тази връзка, изготвянето на отделните документи по Дейност 1 от проекта, е осъществено както следва:

1. Доклад, съдържащ правен и регулаторен преглед и анализ на българското законодателство и преглед на практиките на други регулатори от ЕС с правомощия сходни до тези на КЕВР по отношение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 година относно

интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (Регламент (ЕС) № 1227/2011, REMIT) (доклада).

Първа версия на доклада е получена през м. декември 2019 г. и м. януари 2020 г. Процесът на разглеждане, редактиране и изпращане на коментари от екипа по проекта е приключил на 05.03.2020 г. Окончателната версия на доклада е получена на български и английски език на електронния адрес на КЕВР и е заведен с вх. № 0-06-06-2 от 18.05.2020 г.

В доклада е извършен анализ на вътрешното законодателство на Р България във връзка с приложението на Регламент (ЕС) № 1227/2011, и по-конкретно на Закона за енергетиката (ЗЕ), с чието изменение и допълнение, обнародвано в ДВ, бр. 41 от 2019 г., са създадени предпоставки за реалното приложение на REMIT, като са предвидени нови, изрични правомощия на КЕВР за контрол по REMIT, с новата Глава VIIa от ЗЕ, озаглавена „Контрол по изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011“.

На следващо място, в доклада е извършен преглед на практиките на регулаторни органи в ЕС с правомощия, подобни на тези на КЕВР по отношение на Регламент № 1227/2011. За тази цел, е извършен преглед на правната рамка и административните практики във връзка с приложението на REMIT в Унгария, Румъния, Република Чехия и Испания, тъй като се считат за сходни на практиките в контекста на ситуацията в България. Докладът включва и кратко описание на австрийската правна рамка по отношение на прилагането на REMIT, както и препратка към практиките на регулатора E-Control.

2. Предложение за изменение и допълнение на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (предложението).

Първа версия на предложението е получена през април 2020 г. Процесът на разглеждане, изпращане на коментари от екипа по проекта и преработване от страна на консултанта на предложението във връзка с дадените коментари е приключил през м. юни 2020 г. Окончателната версия на предложението е получена на български и английски език на електронния адрес на КЕВР и е заведен с вх. № 0-06-06-2 от 09.07.2020 г.

Предложението за изменение и допълнение на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) е свързано с имплементирането в подзаконовата нормативна уредба на Република България на новите правомощия на КЕВР във връзка с прилагането на REMIT. В тази връзка са създадени специфични и нови процедури, необходими за точното прилагане на Регламент (ЕС) 1227/2011 от страна на поднадзорните лица и длъжностните лица, пряко ангажирани в работни групи и отдели, занимаващи се с мониторинга и контрола по приложението на REMIT.

Предложените изменения предвиждат създаването на нова Глава девет „а“ от НЛДЕ със заглавие „Условия и ред за осъществяване на контрол по глава седма „а“ от ЗЕ“. Главата съдържа три раздела: „Общи положения“, „Производство по установяване на нарушения по чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011“ и „Превантивен, текущ и последващ контрол за спазване на задълженията по чл. 4, 8, 9 и 15 от Регламент (ЕС) 1227/2011“.

В Раздел I „Общи положения“ са предвидени:

1. Задължения за лицата - участници на пазари на енергийни продукти на едро или такива, които действат от тяхно име, за срок от 5 години, да водят дневник на хартиен и електронен (магнитен) носител на сключваните сделки и получените нареждания за сключване на сделки с енергийни продукти на едро, включително оттеглени и анулирани нареждания;

2. Задължението на всеки участник на пазар с енергийни продукти на едро да съхранява за срок от 5 години, по достъпен и подходящ за ползване начин, цялата документация, свързана с търговията с енергийни продукти на едро, включително отнасяща се до вътрешната му организация; системи; правила и процедури за идентифициране, избягване и/или преустановяване на нарушение по REMIT, с оглед осигуряване на обективна възможност за контрол от страна на комисията върху спазване

на забраните за пазарна злоупотреба по чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) № 1227/2011 г. и на задължението за незабавно информиране за сделки, за които има разумно основание да се предполага, че са сключени в нарушение на чл. 3 и чл. 5, както разпорежда чл. 15 от Регламент (ЕС) № 1227/2011 г.;

3. Задължението на всеки участник на пазар с енергийни продукти на едро да съхранява за срок от 6 месеца записи на телефонни разговори, отнасящи се до нареждания и/или сделки с енергийни продукти на едро;

4. Задължението на операторите на борсовия пазар на електрическа енергия и природен газ да прилагат подходящи мерки, системи, правила и процедури за съхраняване в електронен вид на получените нареждания от участници на съответния пазар; да осигуряват гаранции за публичност на получените оферти за продажба и покупка на енергийни продукти на едро и други;

5. Задължението на операторите на организирания пазари на електрическа енергия и природен газ да създадат вътрешна организация, която да създаде условия за своевременно идентифициране, спиране, предотвратяване и докладване на КЕВР, за случаи на съмнителни сделки и/или нареждания, които биха могли да представляват нарушения на REMIT, да съхраняват в продължение на 5 години цялата информация и документи относно дейността си на хартиен или електронен (магнитен) носител, с оглед осъществяване на контрол от страна на комисията за спазване забраните по чл. 3 и чл. 5 и изпълнение на задължението по чл. 15 от Регламент (ЕС) № 1227/2011;

6. Задължението на всеки участник на пазар с енергийни продукти на едро да съхранява за срок от 5 години цялата публикувана вътрешна информация, касаеща дейността му, уведомлението до комисията за публикуването и събраните материали, обусловили решението за отложено публично разкриване на вътрешна информация, както и доказателства за съществуване на риск от засягане на собствен интерес, в случай на отложено публикуване, с оглед изпълнението на задълженията по чл. 4 от Регламент (ЕС) № 1227/2011;

7. Задължението на всеки участник на пазар с енергийни продукти на едро и на лицата по чл. 8, параграф 4, букви б) - е) от Регламент (ЕС) № 1227/2011 да съхранява, по достъпен и подходящ за ползване начин, цялата документация и записи на хартиен и електронен носител, удостоверяващи изпълнение на задължението за докладване на сделките и/или нарежданията за сделки с енергийни продукти на едро, съгласно чл. 8 и чл. 9 от Регламент (ЕС) 1227/2011 г.;

8. Предложена е уредба на възможността за назначаване на един или повече външни експерти, когато това е необходимо в производство по установяване на нарушение по Глава седем "а" от ЗЕ;

9. Предвидени са правила и процедура за запазване в тайна на самоличността на лицата, дали обяснения или представили данни за извършено нарушение по REMIT, когато от разкриване на самоличността им могат да произтекат сериозни неблагоприятни последици за упражняваната от лицата дейност или за личността им, като са уредени и случаите, в които самоличността на такива лица може да бъде разкрита.

В Раздел II „Производство по установяване на нарушения по чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011“, са предвидени:

1. Изисквания към формата и съдържанието на искането до КЕВР за откриване на процедура по Глава седем "а" от ЗЕ;

2. Процедурата по създаване на работна група от длъжностни лица от състава на Дирекция „Мониторинг и контрол по изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия“, която извършва проучване за наличие на обосновано предположение за извършено нарушение по чл. 3 и/или чл. 5 от REMIT; правомощията и процедурния ред на работа на екипа;

3. Процедурата на изземване, съхраняване, връщане и използване в производствата по Глава 7 „а“ от ЗЕ на оригиналните документи, веществените доказателства и

информацията на електронни или цифрови носители, иззети при проверките на място и в хода на разследването; процедура, касаеща изземване и работа с документи, съдържащи защитена от закон тайна;

Раздел III „Превантивен, текущ и последващ контрол за спазване на задълженията по чл. 4, 8, 9 и 15 от Регламент (ЕС) 1227/2011“ съдържа разпоредби относно контрола за спазване на задълженията по чл. 4, чл. 8, чл. 9 и чл. 15 от Регламент (ЕС) 1227/2011 за събиране и докладване на данни във връзка със сделки с енергийни продукти на едро, който се упражнява от Комисията, въз основа на водения от нея национален регистър и на Европейския регистър на участниците на пазара, воден от АСРЕ.

3. Проект на методика за изчисляване на глобите/санкциите, налагани за нарушения на Регламент (ЕС) 1227/2011 (проект на методика).

Първоначално между екипа по проекта и консултанта е съгласувана структурата на документа. В тази връзка, първа версия на проекта на методика е получена в началото на м. юни 2020 г. Процесът на разглеждане, изпращане на коментари от екипа по проекта и преработване от страна на консултанта на проекта на методика е приключил на 13.07.2020 г. Окончателната версия на проекта на методика е получена на български и английски език на електронния адрес на КЕВР и е заведен с вх. № 0-06-06-2 от 15.07.2020 г.

Изготвянето на Проект на методика на Комисията за енергийно и водно регулиране за изчисляване/калкулиране на санкции за нарушения на Регламент (ЕС)1227/2011 е свързано с въведените в ЗЕ нови задължения на КЕВР да извършва контрол по спазването на Регламента. При установяване на нарушение на чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011 КЕВР следва да наложи санкция на съответното лице в размер, определен въз основа на методика, приета от Комисията.

Проектът на методика има за цел да даде правна уредба на критериите за определяне на имуществени санкции за юридическите лица - участници на пазари за търговия с енергийни продукти на едро и/или глоби за физическите лица при извършени нарушения на чл. 3 и/или чл. 5 от Регламент (ЕС)1227/2011 на територията на Република България.

Регламент (ЕС) 1227/2011 постановява задължение на държавите членки да установят правила относно санкциите, приложими към нарушения на Регламент (ЕС) 1227/2011 и да вземат всички необходими мерки за обезпечаване на тяхното прилагане. В чл. 18 от Регламент (ЕС) 1227/2011 е предвидено, че санкциите следва да бъдат ефективни, пропорционални и възпиращи, като отразяват характера, продължителността и сериозността на нарушението, нанесените на вреди и потенциалните ползи от търговията, извършена на базата на вътрешна информация и манипулиране на пазара.

В изпълнение на нормата на чл. 18 от Регламент (ЕС)1227/2011, в чл. 224г, ал. 3 от ЗЕ е предвидено конкретният размер на имуществената санкция и глобата за нарушение или извършване на действие, с цел нарушение на чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011, да се определя от комисията, в съответствие с приета от нея методика, публикувана на страницата ѝ в интернет.

Предвид законовата делегация, методиката на комисията следва, като отчита критериите на Регламент (ЕС) 1227/2011 за налагане на ефективни, пропорционални и възпиращи санкции, да урежда методите за определяне конкретния размер на санкциите за нарушения на Регламент (ЕС) 1227/2011, представляващи нарушения на забраните за търговия с вътрешна информация (чл. 3); пазарна манипулация и опит за пазарна манипулация (чл. 5).

Предложеният проект на методика съдържа четири раздела: „Общи положения“, „Определяне на имуществените санкции за юридически лица при нарушения по чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011“; „Определяне на глоби за физически лица за нарушения по чл. 3 и чл. 5 от Регламент(ЕС) 1227/2011и „Заклучителни разпоредби“.

Целта на проекта на методика е да уреди стъпките и етапите при определяне на конкретния размер на санкциите, както и да регламентира принципите в административно-наказващата дейност на Комисията, като по този начин се обезпечи предвидимост и прозрачност в процеса на определяне на санкциите за нарушения на

Регламент (ЕС) 1227/2011.

В Раздел I „Общи положения” са предвидени:

1. Принципите, от които се ръководи КЕВР в административно-наказателната си дейност;

2. Изискването за мотивираност на решенията за налагане на санкции, с оглед обезпечаване на контрола върху тяхната правилност;

3. Критериите, които взема предвид КЕВР при индивидуализацията на наказанието - тежестта и продължителността на нарушението, както и смекчаващите и утежняващите отговорността обстоятелства, като е очертан законовият предел на оперативната самостоятелност на комисията, а именно - максималният размер, предвиден в ЗЕ за имуществени санкции на юридически лица, извършили нарушение на чл. 3 и /или чл. 5 от REMIT – 10% от общия оборот на нарушителя за предходната финансова година;

4. Целта на имуществените санкции и глобите за нарушения на Регламент (ЕС) 1227/2011 е да накажат нарушителя адекватно на тежестта на нарушението, в съответствие с принципа на пропорционалността; да го възпрат от повторно извършване на нарушението (специална превенция) и да предотвратят извършването на нарушения от други участници на пазара (обща превенция).

5. Принцип, с оглед постигне на достатъчен възпиращ ефект, конкретните размери на имуществените санкции и глобите да надвишават възможните противоправни облаги, които могат да бъдат придобити в резултат на търговия с енергийни продукти на едро, основана на пазарна манипулация и/или търговия с вътрешна информация, без КЕВР да е задължена във всеки конкретен случай да установява тези облаги;

6. При определяне на конкретните размери на имуществените санкции и глобите, КЕВР да осигурява достатъчна степен на прозрачност и предвидимост, без да се прилагат автоматични аритметични методи за определяне на санкциите, с оглед предотвратяване възможността нарушителите да изчислят предварително точния размер на санкцията, която би им била наложена, с цел да калкулират този размер като „разход нарушение”.

Раздел II „Определяне на имуществените санкции за нарушения по чл. 3 и чл. 5 от регламент(ЕС) 1227/2011“, съдържа норми относно:

1. Прилагане на двустепенен метод от Комисията при определяне на конкретния размер на имуществените санкции, на база установеното нарушение на чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011, а именно: определяне на базова санкция, в зависимост от тежестта на нарушението, въз основа на стойността на продажбите на енергийни продукти на едро, реализирани от участник на съответния пазар за търговия на едро с енергия на територията на страната, през последната финансова година от участието му в нарушението, умножени с коефициент за продължителност, съгласно същата методика. След определяне на базовата санкция, Комисията следва да извърши индивидуализация на санкцията, като приложи определените в методиката корекции за установени от КЕВР, утежняващи или смекчаващи отговорността, обстоятелства при извършване на конкретното нарушение. Окончателно изчисленият размер на санкцията не може да надвишава законово допустимия максимален предел на административно наказателната отговорност на юридическите лица.

2. Начина на изчисляване на стойността на продажбите на енергийните продукти на едро, които са пряко или косвено засегнати или биха могли да бъдат засегнати от нарушението.

Предложена е правна квалификация на нарушенията, в зависимост от тежестта им, в 3-степенна скала: като леки, не особено тежки и тежки нарушения, като за квалификацията във всяка една скала са посочени съответните правно релевантни критерии - степен на засягане и обхват на засегнати пазари; умишлено извършване на нарушението; предварително договаряне с други участници; значителност на вредите за другите участници на пазара и т.н. Същевременно, за всяка категория нарушения е предложен максимален размер на отговорността, изчислен в проценти от общия оборот, в рамките на законовия максимално допустим размер на имуществената отговорност, като

преценката на националния регулаторен орган за това дали санкцията да е в минималния или в максималния край на съответната скала е автономна и въпрос на целесъобразност, с оглед постигане целите на административното наказание за конкретното нарушение.

3. Увеличаване на основния размер на санкцията, с цел постигане на възпиращ ефект върху останалите участници на пазара, с до 25 % от основния размер, в случаи на умишлено извършени манипулации на пазара, по преценка на Комисията;

4. Индивидуализация на наказанието, със съответните увеличения или намаления за всяко установено утежняващо или смекчаващо отговорността обстоятелство, съгласно методиката;

5. Утежняващи или смекчаващи отговорността обстоятелства, които КЕВР може да вземе предвид, в случай, че ги е установила с надлежните доказателства, като изброяването не е изчерпателно.

В Раздел III „Определяне на глоби на физически лица за нарушения по чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011“ са предвидени критериите, които Комисията взема предвид при определяне размера на глобата на физически лица за нарушения на чл. 3 и/или чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011. Предвидено е при оценяване тежестта на нарушението, извършено от конкретно физическо лице, да се взема предвид и факта дали лицето е съдействало, както и значението на непредоставеното от същото лице доказателство, информация или обяснения при проучването или проверката на Комисията. При оценяване тежестта на нарушението се взема предвид дали физическото лице е следвало вътрешни системи, правила и процедури, разработени и приети от участника на пазара за предотвратяване и преустановяване на нарушения по чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) 1227/2011. Предвидени са утежняващи и смекчаващи отговорността обстоятелства, които Комисията взема предвид при индивидуализацията на глобата на конкретното физическо лице.

4. Проект на правила за взаимодействие и сътрудничество между КЕВР и КЗК и Проект на правила за взаимодействие и сътрудничество между КЕВР и КФН (проектите на правила).

Първа версия на проектите на правила е получена през м. февруари 2020 г. Процесът на разглеждане, изпращане на коментари от екипа по проекта и преработване от страна на консултанта на проектите на правила е приключил на 05.05.2020 г. Окончателната версия на доклада е получена на български и английски език на електронния адрес на КЕВР и е заведен с вх. № 0-06-06-2 от 04.06.2020 г.

Съгласно член 74п предложение второ от ЗЕ КЕВР и Комисията за финансов надзор (КФН) съответно Комисията за защита на конкуренцията (КЗК) приемат съвместни правила за взаимодействие и сътрудничество при осъществяване на контрола по Регламента.

Проектите на правила съдържат обща рамка на начините на взаимодействие и сътрудничество между Комисията за финансов надзор (КФН) съответно Комисията за защита на конкуренцията (КЗК), предвид тяхната равнопоставеност като правомощия и специална компетентност. Открити са начините на взаимодействие, процедурите на обмен на информация и сроковете, в които такава сътрудничество трябва да се предостави, според нуждите на конкретното административно производство по Глава седма „а“ ЗЕ. Предвижда се всички действия на специализираните държавни органи да бъдат предприемани при спазване на приетите от всеки регулатор вътрешни политики и правила за защита на личните данни, производствена, търговска тайни и всяка друга информация, обект на закрила от закона. По отношение защитата на пазарно чувствителна информация относно енергийни продукти на едро, се препраща към вътрешните правила на КЕВР за работа със съответния вид защитена информация. Относно сигурността на данните, получени в хода на производства по REMIT, всяка администрация изгражда собствения си капацитет и създава гаранции за защита на комуникационните канали за обмен на информация. Предвижда се при получаване на сигнал за нарушения на REMIT, получилият сигнала орган да преценява своята компетентност самостоятелно и да

уведомява насрещния регулатор, който самостоятелно решава въпроса за своята компетентност. В случай, че е налице компетентност и на двата регулатора, се предвиждат насрещни искания за обмен на информация, в рамките на насрещната компетентност, по отношение на разследваните нарушения, както и задължително взаимно уведомяване за някои от процедурните и крайните решения на органите.

5. Проект на инструкция за условията и реда за организиране и провеждане на съвместни действия от служители на МВР и КЕВР (проект на инструкция).

Първа версия на проекта на инструкция е получен през м. февруари 2020 г. Процесът на разглеждане, изпращане на коментари от екипа по проекта и преработване от страна на консултанта на проекта на инструкция е приключил на 05.05.2020 г. Окончателната версия на доклада е получена на български и английски език на електронния адрес на КЕВР и заведен с вх. № 0-06-06-2 от 04.06.2020 г.

Съгласно разпоредбите на чл. 74е, ал. 3 на ЗЕ министърът на вътрешните работи и председателят на КЕВР издават инструкция за съвместни действия на КЕВР и Министерството на вътрешните работи (МВР). Инструкцията следва да регламентира реда за организиране и провеждане на съвместни действия на КЕВР с органите на полицията, във връзка с извършване на проверки на място в съответствие с правомощията на КЕВР по отношение на изпълнението на Регламента. Проверките на място, предвидени в чл. 74а, ал. 6 ЗЕ, се извършват от длъжностни лица от КЕВР, определени със заповед на председателя на КЕВР, в случаите на образуване на производство за установяване на нарушения по чл. 3 и чл. 5 от РЕМИТ.

Служителите на МВР следва да оказват съдействие на длъжностните лица от КЕВР, при извършване на проверката, съобразно правомощията си по Закона за Министерството на вътрешните работи (ЗМВР). Задълженията на служителите на МВР са единствено да опазват реда и да оказват съдействие на проверяващите служители от КЕВР, в рамките на законовите правомощия по ЗМВР и относимите подзаконовни нормативни актове. Открити са сроковете и съдържанието на искането за сътрудничество от страна на МВР при проверки по Глава седма „а“ ЗЕ. Проектът на инструкция съдържа образец на искането за съдействие от КЕВР до МВР, във формата на Приложение 1 към инструкцията.

Предвижда се за всеки конкретен случай сезираните органи да издават заповеди, в които се определят обектите на проверка; участващите в проверката длъжностни лица; техническите средства по обезпечаване на проверката; срокът и начинът на извършване на проверката. Същото е необходимо и с оглед осъществяване на правомощията на органите на МВР и прокуратурата, при наличие на данни за извършено престъпление по чл.чл. 260а-260в от Наказателния кодекс във връзка с Директива 2014/57/ ЕС на Европейския парламент и Съвета относно наказателно правните санкции за пазарна злоупотреба.

Изказвания по т.2.:

Докладва И. Георгиева. Работната група по проект „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“ е внесла доклад за одобряване на резултатите по Дейност 1. Проектът се осъществява по ОП „Добро управление“ и е съфинансиран от Европейския социален фонд. Първата от шестте дейности е т.нар. *правна дейност*. Тя включва разработването на проекти на правила, наредби, методики и инструкции, свързани с мониторинга на пазара. С измененията на ЗЕ от 2008 г. са вменени нови правомощия на Комисията, свързани с изпълнението на Регламент № 1227. От това произтича необходимостта от разработване на подзаконовни нормативни документи, съобразени с условията в България. Предвидените документи по Дейност 1 са изготвени в периода от края на миналата година до месец юли тази година. Тези документи са претърпели процес на разглеждане, изпращане на коментари от страна на работната група, дооформяне до момента на представяне на окончателни варианти. По отделните документи:

Първият от тях е доклад, който съдържа нормативен анализ на действащото

законодателство в България по отношение изпълнението на REMIT и по-точно: Глава 7а от ЗЕ. Този доклад съдържа и преглед на практиките на регулатори от ЕС с подобни правомощия по отношение изпълнението на Регламента. Работната група е избрала страните Унгария, Румъния, Чехия, Испания и някои австрийски практики. В заключение на доклада консултантът е открил тези добри практики, които могат да бъдат полезни за прилагане в България.

Вторият документ е предложение за изменение и допълнение на Наредбата за лицензиране. Тя включва условията и реда за прилагане на Регламент № 1227, процедури на подзаконово ниво. Тези процедури касаят както участниците на пазара с енергийни продукти на едро, така и длъжностните лица от КЕВР, които ще бъдат пряко ангажирани в дейността по мониторинга и контрола по изпълнението на REMIT. Формално това е една нова Глава 9а с нейните раздели.

Следващият документ е проект на Методика за санкциите, която КЕВР следва да публикува на своята страница и въз основата на нея да определя конкретния размер на санкциите и глобите за нарушения на Регламента и по-точно на чл.3 и чл.5 от него. Първоначално са съгласувани обхватът и структурата на този документ. Важното е, че Методиката предполага двустепенен подход при определяне на санкциите, т.е. първо се определя базова санкция въз основа на критерии, след което Комисията има право да прецени съобразно тежестта на индивидуалното нарушение размера на санкцията, да индивидуализира санкцията.

Следващите три документа (два броя Правила и една инструкция) могат да бъдат обобщени заедно. Това са документи, свързани с работата на КЕВР с други институции: КЗК и КФН. Правилата дават обща рамка на начините за взаимодействие с тези институции, процедурите, сроковете за осъществяване на сътрудничество. Инструкцията има малко по-тесен обхват, тъй като ангажира органите на МВР да съдействат при провеждане на съвместни действия, свързани с извършване на проверки на място. Тяхната отговорност е предимно да опазват реда и да оказват съдействие на КЕВР.

Разработените документи от консултанта, одобрени от банката, ще подпомогнат съвместната работа на КЕВР с тези институции. Те ще спомогнат за повишаване на капацитета на експертите в Комисията, които ще имат регламентирани и описани действия, които да следват. Това е много важно, имайки предвид сложността на материята за разследване на нарушения по REMIT. Проектите на документи за взаимодействие са изпратени до съответните институции за становища, но това е отделна процедура от проекта, която следва след това финализиране на документите от работните групи, като след това могат да бъдат направени изменения преди тяхното приемане.

Работната група се е стремяла да бъде динамична, бързо да предоставя информация, да предоставя коментарите в срок и понякога по няколко пъти, докато не бъдат отразени бележките и мненията на екипа по проекта.

И. Георгиева каза, че предлага на Комисията да приеме доклада на работната група с представените като приложения документи, т. нар. резултати по проекта. На основание чл. 7, буква „б“ от Споразумение за предоставяне на подкрепа за проекти между Комисия за енергийно и водно регулиране на Република България и Европейската банка за възстановяване и развитие по отношение на програмата за регулаторно развитие на енергийния сектор, обн. ДВ, брой 80 от 11.10.2019 г., работната група предлага Комисията да обсъди и приеме следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме и одобри резултатите от Дейност 1 от Проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“;
3. Да уведоми Европейската банка за възстановяване и развитие за одобряването на резултатите по Дейност 1 от Проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 7, буква „б“ от Споразумение за предоставяне на подкрепа за проекти между Комисия за енергийно и водно регулиране на Република България и Европейската банка за възстановяване и развитие по отношение на програмата за регулаторно развитие на енергийния сектор, обн. ДВ, брой 80 от 11.10.2019 г.,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № О-ДК-363 от 24.07.2020 г. относно одобряване на резултатите на Дейност 1 от проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“ с приложения;

2. Приема и одобрява резултатите от Дейност 1 от Проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“;

3. Да уведоми Европейската банка за възстановяване и развитие за одобряването на резултатите по Дейност 1 от Проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

Решението е взето с **осем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - за и Пенка Трендафилова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-651 от 27.07.2020 г. относно **проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020).**

Съгласно § 15, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г.) в 30-дневен срок от 26.06.2020 г. - датата на влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г., крайните снабдители изпращат уведомление до всеки небитов краен клиент за прекратяване снабдяването с електрическа енергия от 01.10.2020 г. на обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение, в съответната лицензионна територия. Според § 15, ал. 2 и ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. в случай, че до 30.09.2020 г. небитов клиент на електрическа енергия не е сключил договор с търговец на електрическа енергия по свободно договорени цени, доставката на електрическа енергия следва да се извършва от досегашния му доставчик в качеството му на титуляр на лицензия за дейността „търговия с електрическа енергия“, като за целите на доставката на електрическа енергия страните следва да сключат типов договор със срок от 01.10.2020 г. до 30.06.2021 г. По силата на § 15, ал. 4 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. КЕВР до 31.08.2020 г. следва да утвърди образец на типовия договор, с който се уреждат правата и задълженията на страните, условията за доставка на електрическа енергия и за прекратяване на договора.

Предвид горното от „ЧЕЗ Електро България“ АД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, „Енерго-Про Продажби“ АД и „ЕСП Златни пясъци“ ООД с

писмо с изх. № Е-13-47-38 от 07.07.2020 г. са изискани примерни варианти на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г., които са представени от посочените дружества съответно с писма с вх. № Е-13-47-38 от 15.07.2020 г., с вх. № Е-13-49-21 от 16.07.2020 г., с вх. № Е-13-47-38 от 14.07.2020 г. и с вх. № Е-13-47-38 от 17.07.2020 г.

С оглед изложеното и във връзка с изпълнението на правомощието на КЕВР по § 15, ал. 4 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. със Заповед № 3-Е-126 от 23.07.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група със задача да изготви доклад и проект на образец на типов договор.

Предвид горното е изготвен проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г., който урежда правата и задълженията на страните, условията за доставка на електрическа енергия и за прекратяване на договора. Клаузите на проекта на образец на типов договор са систематизирани в десет части, които съдържат: предмета на договора, срока и условията за влизането му в сила, правата и задълженията на страните, цени, фактуриране и плащания, условията и реда за временно преустановяване и възстановяване продажбата на електрическа енергия, условията и реда за изменение и прекратяване на договора, отговорности и санкции, решаване на спорове и непреодолима сила.

В хода на процедурата по утвърждаване на образец на типов договор следва да бъде проведено обществено обсъждане със заинтересованите лица, в съответствие с чл. 14 от ЗЕ, тъй като по силата на § 15, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. присъединените на ниско напрежение небитови крайни клиенти, които до 30.09.2020 г. не са сключили договор за доставка на електрическа енергия с търговец ще трябва да сключат типов договор с доставчиците на електрическа енергия по § 15 от ал. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г., който типов договор да е в съответствие с образца, утвърден от КЕВР. В тази връзка на заинтересованите лица следва да бъде предоставен подходящ срок за изразяване на становища и предложения по проекта на образец на типов договор по § 15 от ал. 4 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. Предвид удължената с Решение № 482 от 15.07.2020 г. на Министерския съвет извънредна епидемична обстановка до 31.07.2020 г., общественото обсъждане следва да се проведе в съответствие с решение на КЕВР по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1.

Изказвания по т.3.:

Докладва Е. Маринова. С последните изменения и допълнения на ЗЕ, обн. в ДВ, бр. 57 от 2020 г., потребителите, с обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение от 01.10.2020 г. няма да имат право да закупуват електрическа енергия по регулирани цени и ще бъдат длъжни да сключват своите сделки по свободно договорени цени. В тази връзка измененията и допълненията в ЗЕ са регламентирали преходен период от 01.10.2020 г. до 30.06.2021 г.. през който в случай, че до 30.09.2020 г. небитов клиент на електрическа енергия не е сключил договор с търговец на електрическа енергия по свободно договорени цени доставката до него на електрическа енергия следва да се извършва от досегашния му доставчик (крайния снабдител), но в качеството му на титуляр на лицензия за дейността „търговия с електрическа енергия“. За целите на тази доставка страните следва да сключат типов договор за доставка на електрическа енергия. В тази връзка, законът е вменил на КЕВР правомощие да утвърди образец на типов договор, който да урежда правата и задълженията на страните през този преходен период. По тези причини работната група, която е сформирана за подпомагане и изпълнение на това задължение на Комисията, е изготвила проект на образец на типов договор, който съдържа клаузи, регламентиращи предмета на договора, срока и условията за влизането му в сила, правата и задълженията на страните, цените, фактурирането и плащането, условията и реда за временно преустановяване и възстановяване на продажбата на електрическа енергия. Проектът на типов договор съдържа и клаузи, уреждащи условията и реда за изменение и прекратяване на договора, както и по отношение на отговорностите и санкциите,

решаването на споровете. Работната група счита, че въпросът относно приемането на типов договор за преходния период е въпрос от обществена значимост, тъй като касае правата и задълженията на една не малка група от потребители на електрическа енергия, а именно тези, които са присъединени на ниво ниско напрежение. Поради тази причина според работната група в хода на процедурата по утвърждаване на типов договор следва да бъде проведено обществено обсъждане със заинтересованите страни по реда на чл. 14 от ЗЕ. Предвид продължената ситуация по отношение на епидемиологичната обстановка до 31.07.2020 г. е обосновано това обществено обсъждане да бъде проведено по реда на решението на Комисията по Протокол № 78 от 10.04.2020 г. Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 от Закона за енергетиката, § 15, ал. 4 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. и на чл. 43, ал. 1, чл. 49 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди и приеме следните решения:

- 1. Да приеме настоящия доклад;*
- 2. Да утвърди проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г.;*
- 3. Да насрочи обществено обсъждане на проекта по т. 2, което да се проведе по реда на решение на Комисията за енергийно и водно регулиране по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1;*
- 4. Датата и часът на общественото обсъждане бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;*
- 5. Да публикува проекта по т. 2, ведно с доклада, на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.*
- 6. Да определи 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2.*

С. Тодорова каза, че не става ясно защо чл. 2 е с такъв срок на действие на договора: до 30.06.2021 г. Какво се случва след това, ако този срок не може да бъде удължаван? Нов договор ли се сключва? Какви са основанията за това?

Е. Маринова отговори, че в самия закон продължителността на преходния период за тези потребители, които до 30-ти септември не са сключили договор с търговец, е точно до този срок. До 30.06.2021 г. крайните снабдите (в качеството си на търговци) могат да снабдяват тези потребители, т.е. този срок е дефиниран в самия закон. В рамките на този срок тези потребители трябва да са си избрали желания търговец на електрическа енергия. Ако и до края на този срок не са направили това – по силата на ЗЕ те отиват на доставчик от последна инстанция.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси коментари по доклада.

И. Иванов каза, че насрочва общественото обсъждане на 13.08.2020 г. от 10:00 часа.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 от Закона за енергетиката, § 15, ал. 4 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г. и на чл. 43, ал. 1, чл. 49 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-651 от 27.07.2020 г. относно проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020);
2. Приема проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и

заклучителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020);

3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020) по т. 2 на 13.08.2020 г. от 10:00 ч., което да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в общественото обсъждане на проекта на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020) по т. 2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

5. Проектът на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020), датата и часът на провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

6. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2 на страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

Решението е взето с **осем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитоновна – за, Димитър Кочков - за и Пенка Трендафилова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа **заявление с вх. № Е-15-45-11 от 23.04.2020 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД относно одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2020-2029 г., доклад с вх. № Е-Дк-547 от 25.06.2020 г.,** както и събраните данни от проведено на 07.07.2020 г. обществено обсъждане и постъпилите становища, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. Е-15-45-11 от 23.04.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ), Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). Условията и редът, по които операторът на газопреносна мрежа разработва и представя в КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата и по които Комисията го одобрява, са регламентирани в чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ.

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ, операторът на преносна мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и предоставя на Комисията ежегодно до 30 април десетгодишен план за развитие на преносната мрежа. При изготвянето на десетгодишния план, операторът на газопреносна мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките,

потреблението и обмена с други държави, с инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз, както и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. В чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ е предвидено изискване операторът на преносна мрежа да консултира разработения десетгодишен план за развитие на преносната мрежа с всички заинтересовани страни. Проектът на план за развитие на мрежата се публикува на интернет страницата на оператора в срок до 30 дни преди внасянето му за одобрение от Комисията.

Задължението за разработване на десетгодишни планове за развитие на мрежата от операторите на газопреносни системи на територията на Европейския съюз е предвидено и в чл. 22 от Директива № 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО (Директива 2009/73/ЕО). Десетгодишните планове за развитие на мрежата служат за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

С Решение № С-4 от 22.06.2015 г. и Решение № С-6 от 05.11.2015 г. на КЕВР „Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифицирано като и определено за независим преносен оператор (НПО) на газопреносната система на България. Нотификацията за определяне на дружеството като НПО е публикувана в бр. С 428 от 19.12.2015 г. на Официален вестник на Европейския съюз.

След проучване на представения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. Комисията установи следното:

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. (Плана) е разработен и представен в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. Планът е одобрен с Решение по Протокол УС № 430 от 18.03.2020 г. от заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД. В изпълнение на изискванията на чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е публикувало на интернет страницата си одобрения от Управителния съвет на дружеството проект на Десетгодишен план за развитие на мрежите, като е обявило публична консултация на същия в периода 20 март – 22 април 2020 г. В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията са постъпили две становища от „Булармекс-ИК“ АД и „Овергаз Мрежи“ АД, като след анализ на становищата на заинтересованите страни са изпратени отговори с позицията на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Заявителят посочва, че Планът не е в противоречие с предложенията на „Булармекс-ИК“ АД и част от предложенията на „Овергаз Мрежи“ АД, а останалите предложения на „Овергаз Мрежи“ АД не са предмет на Плана, поради което същият не е бил изменен.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. съдържа кратко представяне на дружеството като комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ по национална газопреносна мрежа, газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ и подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“). Направено е описание на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ и основните входно-изходни точки от газопреносната система. Разгледан е пазарът на природен газ в страната и региона – внос и местен добив на природен газ за 2019 г. в България, основните участници на пазара на природен газ, пазарния потенциал и перспективи за развитие и е описано потреблението на природен газ в съседните на България държави: Гърция, Турция, Румъния, Северна Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2010 – 2019 г., пренесените количества природен газ през транзитния газопровод за същия период по държави, както и добитите и нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2018 г. и 2019 г.

В различен стадий на реализация са редица проекти, водещи до повишаване на степента на либерализация и ликвидността и диверсификацията на националния газов

пазар, като към момента страната разполага с пет входни точки.

С въвеждането на новата точка на междусистемно свързване Странджа 2/Малкочлар на границата с Турция е осигурен капацитет за внос чрез нея, в размер на 577.1 GWh/d. Повишени са капацитетите за пренос в посока от Гърция към България в точката на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро до 64.7 GWh/d твърд капацитет и 6.3 GWh/d прекъсваем капацитет и в посока от България към Румъния в точката на междусистемно свързване Русе/Гюргево до 26.4 GWh/d, а от Румъния към България – до 26.8 GWh/d.

В рамките на инициативата CESEC е подписан Меморандум между операторите на газопреносни системи на Гърция, България, Румъния, Украйна и Молдова, за изпълнение на концепцията за реверсиране на Трансбалканския газопровод. Тя включва предлагане на капацитетни продукти по Трансбалканския газопровод в реверсивна посока, които са предложени за резервиране от 01.01.2020 г. като стандартни краткосрочни продукти, а от 01.10.2020 г. – като годишни продукти.

„Булгартрансгаз“ ЕАД има сключени договори за достъп и пренос и/или съхранение на природен газ с над 70 компании, търговци на природен газ.

Създаването на организиран пазар (борса) на природен газ е важна стъпка към либерализация на пазара на природен газ в България и в изпълнение на приоритетите заложи в Енергийната стратегия на България до 2020 г. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД учреди дъщерна компания „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, която е оператор на платформата за търговия с природен газ в България. Платформата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД стартира работа на 9 декември 2019 г. със сегмента на Програмата за освобождаване на газ от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, като през 2020 г. общественият доставчик предлага на платформата не по-малко от 2 220 GWh природен газ. Количествата постепенно ще се увеличават до достигане през 2024 г. на 11 099 GWh. На 2 януари 2020 г. стартираха и краткосрочния и дългосрочния сегменти на платформата, на които се търгуват съответните стандартизирани продукти – годишен, месечен, седмичен, „ден напред“ и „в рамките на деня“.

Наличието на организиран пазар на природен газ подобрява условията за поддържане на конкурентна, прозрачна и недискриминационна търговия и постепенно отпадане на регулираната цена на природния газ. Създаването на борсов пазар на природен газ в България допринася за създаването на либерализиран пазар, реална конкуренция в сектора и съответно конкурентни цени, което ще подобри и конкурентноспособността на икономиката.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2020 – 2029 г., като са разгледани: прогноза за потреблението на природен газ за периода и пикови дневни нива на търсене през зимните месеци; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2020 – 2024 г. и прогноза за търсене на услуги по пренос на природен газ през инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за същия период.

Описани са мерките за гарантиране сигурността на доставките на природен газ, включително оценката на риска и формулата N-1 в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010 (Регламент (ЕС) 2017/1938), която описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на природен газ в района на изчислението в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително голямо търсене, настъпващ с вероятност веднъж на двадесет години. В случай на такова прекъсване, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на търсенето в района. Резултатите от формулата N-1 за следващите 5 години са дадени в таблица в млн. м³/д, във връзка с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/1938. Изчисленията показват, че в случай на прекъсване на най-

голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата съществуваща инфраструктура е в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Р България за един ден с изключително голямо търсене на природен газ.

В тази връзка в Плана се посочва, че „Булгартрансгаз“ ЕАД реализира значителен напредък в последните години за осигуряване на междусистемна свързаност с газопреносните системи на съседните страни, повишаване на капацитетите за пренос и осигуряване на възможност за снабдяване с природен газ в страната по различни маршрути. Дружеството разполага с алтернативни маршрути за доставка на природен газ, позволяващи, независимо един от друг, да бъде напълно задоволено търсенето на природен газ в страната. Развивайки газопреносната си инфраструктура и осигурявайки нови маршрути за доставка и трансграничен пренос на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е адекватен на тенденцията за увеличаващ се внос и диверсифициране на източниците на доставка.

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, както и задълженията на комбинирания газов оператор към обществото, определят необходимите инвестиции, планирани да бъдат извършени в периода 2020 - 2029 г. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидените за периода 2020 – 2029 г. инвестиции ще допринесат за постигането на повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда за посрещане на очакваното нарастващо търсене на природен газ в страната и региона чрез: инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен“; инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията; инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.

На следващо място се цели осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ и в резултат по-голяма енергийна независимост; възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори и с проектите от Южния газов коридор - Трансанадолски газопровод (TANAP) и Трансадриатически газопровод (TAP), които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа; присъединяване на добивната газопроводна мрежа на добивни предприятия в страната; изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите.

Гарантирането на сигурността на доставките на природен газ за страната ще се осъществи чрез: инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с други газопреносни мрежи и инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване, така и на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.

Друга основна цел е осигуряване на достъп до природен газ на нови общини и на нови крайни потребители, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво чрез разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната и изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите, планът е структуриран в 3 основни групи, в които са дефинирани конкретните обекти, график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:

1. Инвестиции, за които вече е взето решение и които са предвидени за изпълнение през периода 2020 – 2022 г., проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето инвестиционно решение (Таблица № 1 и Таблица № 4);

2. Инвестиции, чието изпълнение е в зависимост от развитието на международни проекти, изпълнявани на територията на страната – инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни в периода 2020 – 2029 г. (Таблица № 2);

3. Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г., за които все още не е взето окончателно инвестиционно решение, но са налице инвестиционни намерения за тяхното осъществяване през десетгодишния планов период (Таблица № 3).

Допълнително е представено по-подробно описание на проекти с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, развитие на газовата мрежа в региона, както и с принос за националната икономика.

Представеният Десетгодишен план има изискуемото съдържание съгласно чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

I. График за изпълнение на планираните инвестиции, съдържащ:

Проектите за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2022 г., за които е взето инвестиционно решение:

Таблица № 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2022 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ В ПЕРИОДА 2020 – 2022 г.	
1. Инвестиции за Компресорни станции	
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос	
Компресорна станция (КС) „Ихтиман” - учебно-практически център; Обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия”; КС „Ихтиман” и КС „Петрич” - ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич“. Ремонт и супервизия при демонтаж и обратен монтаж на 4 бр. уплътнения Tandem T.28 BD - “John Crane” EAA; Реконструкция на обвръзка при КС „Странджа.	2018 – 2021 г.
Преоборудване на горивните системи на 1 брой газотурбокомпресорни агрегати – (ГТКА) тип ТНМ 1304/11 с ниско емисионни горивни камери и модернизация на система за автоматично управление (САУ), планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2018 – 2021 г.
Модернизация на 3 компресорни станции чрез интегриране на 4 броя ГТКА	2016 – 2021 г.
1.2. Национална газопреносна мрежа	
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2018 – 2022 г.
КС „Вълчи дол” - ремонт КРУ 6 kV	2018 – 2021 г.
2. Инвестиции на съществуващи автоматични газорегулиращи станции (АГРС)	
2.1. Национална газопреносна мрежа	
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, газорегулиращи станции (ГРС) и газоизмервателни станции (ГИС): АГРС „Ловеч”, АГРС „Самоков”, ГРС „Страшимирово”, ГРС „Плевен”	2018 – 2020 г.
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2020 – 2022 г.
3. ПГХ „Чирен”	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения - 3D полеви сеизмични проучвания; модернизация на телеметричната система на сондажите; обновяване на програмируем логически контролер.	2018 – 2020 г.

Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен” - намаляване на вибрациите в газомоторни компресори (ГМК) и технологичните линии от ГМК до П-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК; изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри на 4 бр. ГМК“; внедряване на система за регулиране на производителността на 2 бр. ГМК	2016 – 2021 г.
4. Национална газопроводна мрежа	
Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол - Кранов възел (КВ) Преселка; Подмяна на преносен газопровод в участъка очистно съоръжения Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово; Реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1” с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен” чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца”; Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище”; ГРС „Страшимирово“ - реконструкция и разширение.	2016 – 2022 г.
5. Транзитни газопроводи	
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод за Гърция и ремонт на очистно съоръжения „Стряма”	2018 – 2020 г.
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци	2018 – 2021 г.
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА	
1. Национална газопреносна мрежа	
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник	2018 – 2022г.
Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница	2018 – 2021 г.
2. Съхранение на природен газ	
Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен” и внедряването ѝ с надлежен хардуер; Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен”	2018 – 2021 г.
3. Инвестиции в спомагателни мрежи	
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2018 – 2023 г.
III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ	
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната	
Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп, до Банско и Разлог	2018 – 2023 г.
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции	
Изграждане на нови ГИС и АГРС - КВ и АГРС „Игнатиево”; изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2018 – 2022 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ, обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни в периода 2020 – 2029 г.:

Таблица № 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение
ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ	
Междусистемни газови връзки	
Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB) към националната газопреносна мрежа	2019 – 2020 г.
Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS)	2019 – 2022 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г., за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

Таблица № 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г., за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ	
1.1. Преоборудване на горивните системи на 5 броя газотурбинни агрегати тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019 – 2022 г.
1.2. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“	2020
2. Национална газопреносна мрежа	
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения/пускови и приемни камери/на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018 – 2021 г.
3. Общи за разпределение	
Придобиване дялово участие в терминал за втечен газ в Александруполис	2020 г.
4. Съхранение на природен газ	
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“*	2020 – 2025 г.

*Средствата, които „Булгартрансгаз“ ЕАД ще отпусне за изпълнение на проекта през периода 2021 – 2025 г. са 200 000 хил. лв. без ДДС. Общата прогнозна стойност на проекта е 238 млн. евро, като за разликата ще бъдат търсени различни форми и средства на финансиране, в това число посредством финансови инструменти и програми на ЕС.

II. Инвестиционна програма за периода 2020 – 2029 г., съдържаща:

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2020 – 2022 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение (в хил. лв. без ДДС):

Таблица № 4

Програма/Раздел	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	1 489 665	1 014 027	58 977
РАЗДЕЛ I. 1. Изграждане на нови обекти	1 322 040	895 495	34 558
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	3 092	4 174	821
Линейна част	134	64	64
КС, административни и експлоатационни райони	275	661	0
Комуникационни и информационни системи	2 683	3 449	757
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	1 315 801	885 011	13 341
Линейна част	1 310 979	883 267	12 721
КС, административни и експлоатационни райони	86	653	0
Комуникационни и информационни системи	3 826	465	0
АГРС и ГИС	910	626	620
<i>Съхранение на природен газ</i>	660	420	0
Сондажен фонд и шлейфи	480	0	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	180	420	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	2 487	5 890	20 396
КС, административни и експлоатационни райони	522	2 122	19 881
Комуникационни и информационни системи	1 965	3 768	515
РАЗДЕЛ I. 2. Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на	158 300	111 032	16 419

ДМА			
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	86 829	50 609	0
Линейна част	4 430	5 813	0
КС, административни и експлоатационни райони	82 399	44 796	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	58 627	55 694	14 939
Линейна част	54 129	51 095	12 539
КС, административни и експлоатационни райони	3 392	4 074	2 000
АГРС и ГИС	1 106	525	400
<i>Съхранение на природен газ</i>	12 266	2 195	0
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 024	0	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	5 542	2 195	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	578	2 534	1 480
Линейна част	389	1 920	0
КС, административни и експлоатационни райони	189	614	1 480
РАЗДЕЛ I. 3. Доставка на машини и оборудване	9 325	7 500	8 000

Инвестиционна програма за периода 2023 – 2029 г., включваща задължителни инвестиционни дейности за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите (в хил. лв. без ДДС):

Таблица № 5

Програма/Раздел	2023 г. хил. лв.	2024 г. хил. лв.	2025 г. хил. лв.	2026 г. хил. лв.	2027 г. хил. лв.	2028 г. хил. лв.	2029 г. хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	66 591	56 830	39 312	41 598	43 096	45 698	48 767
РАЗДЕЛ I. 1. Изграждане на нови обекти	27 541	29 843	12 012	12 372	12 743	13 635	14 590
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	4 600	4 013	4 079	4 202	4 327	4 630	4 954
Национална газопреносна мрежа	8 141	10 830	5 392	5 553	5 720	6 120	6 548
Съхранение на природен газ	12 500	12 500	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 300	2 500	2 541	2 617	2 696	2 885	3 087
РАЗДЕЛ I. 2. Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	31 550	18 987	19 300	20 926	21 553	23 063	24 677
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	12 900	11 200	11 385	11 726	12 078	12 924	13 828
Национална газопреносна мрежа	11 500	4 692	4 769	4 913	5 060	5 414	5 793
Съхранение на природен газ	5 200	953	969	998	1 028	1 100	1 177
Общи за разпределяне по видове дейности	1 950	2 142	2 177	2 243	2 310	2 472	2 645
РАЗДЕЛ I. 3. Доставка на машини и оборудване	7 500	8 000	8 000	8 300	8 800	9 000	9 500

III. Пазарът на природен газ в региона

„Булгартрансгаз“ ЕАД представя подробно проучване относно развитието на пазара на природен газ в региона и очакваният ръст на консумацията на природен газ в

съседните на България страни. Анализът се основава на очаквано повишено потребление, на възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор, „Турски поток”, както и на потенциала на местния добив. Направените допускания са с оглед планове за изграждане на нови интерконекторни връзки между газопреносните системи на България и съседните страни, реализацията на газов хъб „Балкан“, както и с разширяването на газопреносната инфраструктура на дружеството, предвид адаптацията ѝ към значимите проекти в региона, част от които са класирани и в Четвъртия списък проекти от „общ интерес“ на ЕК.

„Булгартрансгаз“ ЕАД подробно анализира пазарите на природен газ в съседните на България страни, очертавайки основните тенденции в развитието на регионалния газов пазар в условията на диверсификация и все по-осезаема ценова конкуренция.

България е в процес на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с адекватна инфраструктура, способна да задоволи търсенето в страната по различни, независими един от друг, маршрути. Благодарение на осигурените нови капацитети за пренос към България, през 2019 г. са реализирани доставки от алтернативни източници, в т.ч. втечен природен газ от терминала в Ревитуса, Гърция.

Разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската до българо-сръбската граница е ключов проект за пазарната интеграция и за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона.

Приоритет е реализирането на проектите, част от концепцията за Газов хъб „Балкан”, който има потенциала да свърже основните газови проекти в Югоизточна Европа, гарантирайки прозрачен и недискриминационен достъп на всички потенциални участници на пазара.

Ускорено се изгражда необходимата инфраструктура за Газов хъб „Балкан“ - разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската до българо-сръбската граница; междусистемни газови връзки с Гърция и Сърбия, рехабилитация и модернизация на съществуващата мрежа, разширяване на ПГХ „Чирен”. Тези проекти осигуряват достъп до различни източници на природен газ, вкл. терминали за втечен природен газ, например бъдещия терминал за втечен газ край Александруполис, с проектен годишен капацитет 6,1 млрд. м³ и капацитет за съхранение 170 хил. м³.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че реализирането на планираните в страната и региона инфраструктурни проекти ще доведе до стабилна интеграция на газовия пазар, ще осигури свързаност с газовите хъбове в Централна и Източна Европа, както и ще улесни достъпа до източниците от Южния газов коридор. Ще бъдат създадени и благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост, което ще доведе и до увеличаване на обемите газ, търгувани на газовата борса.

IV. Описание на ключови проекти:

1. Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България - Газов хъб „Балкан”

Концепцията за изграждане на газов хъб включва съвкупност от елементи, които формират проекта чрез: нови източници на природен газ; оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен“; модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура; изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни; нова инфраструктура за газовия хъб; създаване на оптимална търговска среда чрез ликвидна газова борса. Изграждането на необходимата инфраструктура ще даде възможност за свързването на пазарите на страните от Балканския регион, Централна и Източна Европа с пазарите на Западна Европа. Газоразпределителният хъб „Балкан“ може да осигури природен газ чрез: руски природен газ през новоизградения морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет и по действащото към момента трасе; природен газ, добиван в шелфа на Черно море, в българския и румънския участъци; природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие); LNG от

терминалите в Гърция и Турция, в т.ч. терминала край Александруполис.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е възложило извършването на детайлно предпроектно проучване за Газов хъб „Балкан“, което е съфинансирано по Механизма за свързване на Европа (Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2016/1290649). В резултат от проучването е идентифицирана необходимата газова инфраструктура (съществуваща и нова) за реализиране на газовия хъб на база очаквани източници на доставка на природен газ. Газов хъб „Балкан“ е включен в четвърти списък с проекти от „общ интерес“ на ЕС от 31 октомври 2019 г., като клъстер за развитие и укрепване на инфраструктурата, който да позволи неговото изграждане (6.8 Cluster of infrastructure development and enhancement enabling the Balkan Gas Hub). В тази група попадат проектите за междусистемни връзки с Гърция и Сърбия, както и проектът за модернизация и рехабилитация на газопрееносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

1.1. Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)

Междусистемната реверсивна газова връзка България – Сърбия има за цел свързване на националните газопрееносни мрежи на България и Сърбия. С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, като се използват планираните нови входни точки с Турция и Гърция. Същевременно, в кризисна ситуация ще се използва за доставка на природен газ от Сърбия. През м. май 2018 г. от министъра на енергетиката на Р България и министъра на енергетиката и минното дело на Р Сърбия е подписана съвместна декларация относно изграждането на газовия интерконектор, чрез която декларация и със съгласието на Европейската комисия „Булгартрансгаз“ ЕАД е определен за организатор на проекта и бъдещ оператор на интерконектора. Поет е съвместен ангажимент от двете страни за изграждане на газопровода до средата на 2022 г. Първоначалните дейности за реализация на IBS на българска територия са изпълнявани от Министерство на енергетиката на Р България в качеството му на организатор на проекта. Съгласно постигнатите договорености в съвместната декларация, с получаването на проекта от Министерство на енергетиката „Булгартрансгаз“ ЕАД поема задължението да завърши проектирането на газопровода, да получи разрешение за строеж и след като осигури необходимото финансиране да изгради междусистемната връзка. Осигурено е финансиране по Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014 – 2020 (ОПИК) за завършване на подготвителните дейности с цел получаване на разрешение за строеж. Дружеството е подало документи за кандидатстване по Механизма за свързване на Европа за съфинансиране на доставки и строителни дейности. Разработен е подробен план за изпълнение на проекта с планиран краен срок за въвеждане в експлоатация – м. май 2022 г., съобразно графика за изпълнение на обекта на територията на Р Сърбия и Р България към съвместната декларация от 2018 г.

1.2. Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB)

Междусистемната газова връзка Гърция - България се проектира за пренос на природен газ между Гърция и България, чрез свързване с националната газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора, с газопрееносната мрежа на DESFA S.A. и с газопровода ТАР, в района на гр. Комотини, Гърция. Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери Български Енергиен Холдинг ЕАД (50%) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50%). Акционери с равни дялове в IGI Poseidon са DEPA S.A., Гърция и Edison, Италия. Трасето на газопровода Комотини-Димитровград-Стара Загора е с дължина 182 км, от които 151 км на територията на България и 31 км на територията на Гърция, с диаметър на тръбата 32” (813 мм). Техническият капацитет на газопровода е до 3 млрд. м³/г., с възможност да се увеличи до 5 млрд. м³/г. чрез изграждане на компресорна станция. В програмата за прединвестиционна подготовка на „Булгартрансгаз“ ЕАД до 2020 г. са предвидени 8160 хил. лв. за присъединяване на IGB към Националната газопрееносна мрежа. На територията на Гърция, във връзка с развитието на Южния газов коридор, се предвижда възможност за свързване на IGB с газопровода ТАР и с

газопреносната инфраструктура на DESFA S.A.

1.3. Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница

С реализацията на разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница ще се постигне: сигурност на доставките на природен газ за България; сигурност на доставките на природен газ за съседните балкански страни и региона, и откриване на допълнителни висококвалифицирани работни места.

С Решение № 847 от 22.11.2018 г. на Министерски съвет и с Решение от 28.11.2018 г. на Народното събрание е прието „Изменение и допълнение на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. За надеждна, ефективна и по-чиста енергетика“. За да изпълни своите ангажменти, залегнали в актуализацията на енергийната стратегия, съгласно решенията на двете институции, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предприело необходимите действия за реализацията на проекта за разширение на газопреносната мрежа на дружеството в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница.

Проектът *„Разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската граница до българо-сръбската граница“* е част от концепцията за Газов хъб „Балкан“ - „Балкански поток“, който ще допринесе за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, като същевременно ще допринесе за създаването реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ.

Първият етап от проекта включва преносен газопровод с дължина около 11 (единадесет) км и диаметър 1220 мм и газоизмервателна станция, разположена непосредствено до КС „Странджа“, които са въведени в експлоатация. През месец април 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е определил участникът Обединение „Консорциум Аркад“ за изпълнител на проекта и е сключил договор с него на 18.09.2019 г. За цялостната реализация на проекта ще бъдат изградени и две компресорни станции - КС „Нова Провадия“, в землището на с. Ветрино, област Варна и КС „Расово“, в района на с. Расово, община Медковец, област Монтана. След проведена открита процедура по Закона за обществените поръчки (ЗОП), за изпълнител на компресорните станции е определен участникът ДЗЗД „Ферошал Балкангаз“, с когото е сключен договор за проектиране, доставки и изграждане на 03.10.2019 г.

1.4. Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“

Проектът за разширение на ПХГ „Чирен“ се състои в поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по-големи дебити при добив и при нагнетяване. Изпълнението на проекта за неговото разширение цели, от една страна да бъдат създадени условия за гарантиране сигурността на доставките до българските и регионалните потребители, и от друга страна да се развие като търговско хранилище в един взаимосвързан регионален и общоевропейски пазар. Проектът е от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като е включен в четвъртия списък на проектите от общ интерес на ЕС от 31 октомври 2019 г. През 2015 г. и 2016 г. са приключили дейностите по геомеханично симулиране на Чиренския резервоар и наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура. В процес на изпълнение е предпроектно проучване „Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура“, част от проект 6.20.2 Разширение на ПГХ „Чирен“, обхващащо изпълнението на следните дейности: провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура; контрол на качеството при извършване на 3D полеви сеизмични проучвания и обработка на получените данни. Размерът на безвъзмездните средства е 50% от стойността на проучването, до 3 900 000 евро. Предвижда се проучването да приключи през първата половина на 2020 г. Резултатите от него, както и от останалите извършени анализи и проучвания, ще служат като основа при определянето на окончателния вариант

за разширение на ПГХ „Чирен“ и на следващите стъпки, свързани с проектиране и строителство на наземни и подземни съоръжения. Очаква се след взимане на инвестиционно решение и осигуряване на финансиране, дейностите по разширение на ПГХ „Чирен“ да приключат до края на 2025 г.

1.5. Независима система за природен газ Александрополис (Терминал за втечен природен газ край Александрополис, Гърция)

Проектът е включен в четвъртия списък на проектите от общ интерес. Инфраструктурата включва плаващ терминал (Floating, storage and regasification units - FSRU) за приемане, складиране и повторно регазифициране на LNG, който ще бъде позициониран в крайбрежната зона на Александрополис. Независимата система за природен газ Александрополис се реализира от проектната компания „Gastrade“ S.A. Съоръжението ще бъде свързано с националната система за пренос на природен газ на Гърция, по която природният газ ще може да се пренася до потребителите в Гърция и други страни. За България природният газ може да постъпва посредством газовата връзка Гърция - България (IGB) или през съществуващата междусистемна свързаност с Гърция. Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция на 6,1 млрд. м³ годишно. Капацитетът за съхранение е 170 хил. м³.

В Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. е предвидено 20% акционерно участие на българския газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД в проектната компания. С решение на МС № 6 от 08.01.2020 г. е потвърдено придобиването на 20% от акционерния капитал на „Gastrade“ S.A. Предвижда се търговската експлоатация на съоръжението да започне през 2022 г.

2. Други проекти за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД в ранен етап на развитие.

2.1. Eastring - България

Eastring - България е подпроект на проекта „Eastring“, който е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между точка на междусистемно свързване Velké Karuřany/Velké Zlievce на територията на Словакия и точка на междусистемно свързване с външна граница на ЕС на територията на България. „Булгартрансгаз“ ЕАД е дружеството, ангажирано за реализацията на българския участък от Eastring. Изпълнено е „Предпроектно проучване за проекта Eastring“ през 2018 г. което показва, че двупосочният газопровод с диаметър 1400 мм и работно налягане от 100 бара ще има капацитет до 20 bcm на година на първия етап, с потенциално повишаване до 40 bcm на година в следващата фаза. Капиталовите разходи за Фаза 1 на проекта са оценени на 2,6 млрд. евро. Съгласно резултатите от проучването, на територията на Р България, при доказване на икономическата целесъобразност и ефективност на проекта, се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 262 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на Р България. Предвижда се изграждането на 1 нова компресорна станция и една нова газоизмервателна станция.

2.2. Междусистемна връзка България - Северна Македония

Проектът е в идейна фаза и предвижда изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония. Развитие на междусистемната свързаност между Р България и Р Северна Македония ще допринесе за повишаване на енергийната сигурност и за интегриране на енергийните пазари. В тази връзка са подписани: Меморандум за разбирателство и сътрудничество в областта на природния газ между Министерство на енергетиката на Р България и Министерство на икономиката на Р Северна Македония и Споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Акционерно дружество за извършване на енергийни дейности „Македонски Енергийни Ресурси“ за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония. Един от вариантите,

които ще бъдат разгледани, е за изграждане на връзката по трасето Петрич - Струмица.

2.3. Възможности за нови газови хранилища в България

За гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия пазар в България, се планира проучване на възможностите за изграждане на ново газово хранилище. Развитието на газовата инфраструктура в региона, включително проектите от Южния газов коридор, планираните междусистемни газови връзки и други големи трансгранични газови проекти, обосновават необходимостта от осигуряването на допълнителен капацитет за съхранение. Заедно с действащото подземно газово хранилище „Чирен”, едно ново хранилище би могло да обслужва не само националния, но и регионалния газов пазар след планираното изграждане на новите междусистемни връзки със съседните страни. То би могло да бъде изградено в подходяща геоложка структура - в изтощени газови находища (на сушата или в морето), в солни тела (каверни) или във водоносен пласт. Трябва да се има предвид, че изграждането на едно ново подземно газово хранилище, от началото на геолого-проучвателните дейности до влизането му в редовна експлоатация, би отнело значителен период от време.

3. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения, които са в ход

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в момента са в процес на изграждане следните газопроводни отклонения:

- *газопроводно отклонение Разлог - Банско* - Газопроводът е с планирана дължина около 37 км, максимален дебит 30 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. подписан е договор за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС, който е в процес на изпълнение. Има издадено решение по ОВОС. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2023 г.

- *газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп* - Планирано е газопроводът да бъде с дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Изпълнено е предпроектното проучване. Приключена е процедурата по правилата на Европейска банка за възстановяване и развитие (ЕБВР) за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране, който е в процес на изпълнение. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на ЕБВР. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

- *газопроводно отклонение до Свищов* - Газопроводът е с очаквана дължина 42 км., диаметър DN 200 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се захранването да бъде извършено от КВ Патреш, разположен на Северния полупръстен на МГ до АГРС, разположена южно от гр. Свищов. Изпълнено е предпроектното проучване. Избран е проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост), като договорът е в процес на изпълнение. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на ЕБВР. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

Предвидена е възможност за изграждане на *ново газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря - Баня - Карлово - Сопот*. Газопроводът е с очаквана дължина 54 км, като захранването му се предвижда да бъде извършено от съществуващия магистрален газопровод Южен полупръстен, между пътя Пловдив - с. Строево - с. Малък чардак - с. Голям чардак и газопроводното отклонение за гр. Пловдив, което се намира на около 4 км в източна посока от главен път гр. Карлово - гр. Пловдив. АГРС са предвидени в околностите на гр. Сопот и гр. Карлово (или обща за двата града). Предвидени са отклонения за гр. Хисаря, гр. Баня и с. Калояново. С отклонението биха могли да се захранят общините Сопот и Хисаря, гр. Баня, гр. Карлово и с. Калояново. За проекта ще бъдат изпълнени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение. Реализацията му зависи до голяма степен от оценката за неговата целесъобразност, като се отчита и социалния и икономическия ефект за региона и страната от реализирането му. „Булгартрансгаз“ ЕАД

заявява, че при наличие на мотивирани и икономически обосновани проекти, същите ще бъдат включени в Прединвестиционната или Инвестиционната програми на Плана при последваща актуализация.

4. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газова инфраструктура:

Модернизация, рехабилитация и разширение на българската газопреносна система чрез проект „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура” който е проект от „общ интерес” (ПОИ 6.8.2); подмяна на Преносен газопровод в участъка очистно съоръжение Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово (част от втора фаза на проект от общ интерес „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“); подмяна на Преносен газопровод в участъка очистно съоръжение Вълчи дол – линеен кранов възел ЛКВ Преселка (Част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура”); мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни, етап 2 - КС „Лозенец”, КС „Петрич”, КС „Ихтиман” (част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура”); Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник; Реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1” с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен” чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца”; Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище”; Основни ремонти на газотурбинни двигатели и планови ремонти и инспекции на ГТКА; намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на ГМК и технологична линия от ГМК до II пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен”; подмяна тръби на открит цикъл на ГМК; ГРС „Страшимирово” - реконструкция и разширение; Ремонт на очистно съоръжение „Стряма”; изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията и внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет.

V. Развитие на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2020 – 2024 г.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизацията и рехабилитацията на съществуващата инфраструктура и съоръжения.

Развитието на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2020 – 2024 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 6

Към 1 януари, в MWh/d	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	307 251	402 381	402 381	460 299	460 299
Изходен капацитет	459 179	480 319	480 319	538 237	538 237
Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМПП)					
Входен капацитет	1 264 941	1 264 941	1 264 941	1 264 941	1 264 941
Изходен капацитет	774 498	1 044 331	1 044 331	1 044 331	1 044 331

Планираните дейности в периода 2020 – 2024 г. целят осигуряване на необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци природен газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз” ЕАД счита, че ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който да позволи разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и

конкретните направления на потоците ще са в пряка зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната.

С реализирането на плановете на дружеството газовата инфраструктура на България ще свърза общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток, Източния средиземноморския басейн и Северна Африка. Като резултат ще бъдат гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България. Очакваният резултат от изпълнението на плана е значително повишаване на качеството и обема на предлаганите от „Булгартрансгаз“ ЕАД услуги, свързани с транспортирането и съхранението на природен газ и е в пряка връзка с превръщането на България в значим регионален газов център.

VI. Анализ на дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2019 г.:

С писмо с вх. № Е-15-45-10 от 09.04.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен доклад за дейността на дружеството и годишен финансов отчет за 2019 г.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от ЗЕ, КЕВР наблюдава и контролира изпълнението на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Съгласно чл. 114, ал. 1 от НЛДЕ, Комисията извършва непрекъснат контрол и оценка относно изпълнението от преносния оператор на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Когато независим преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа е следвало да бъде извършена в следващите три години, Комисията изисква от оператора писмено обяснение за причините заедно с данни и документи, които го подкрепят (чл. 114, ал. 2 от НЛДЕ). Във връзка с цитираните разпоредби, с писмо с изх. № Е-15-45-11 от 11.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи следната информация: прогнозните и отчетните данни за 2019 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2019 – 2028 г.; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2019 г., заедно с обосновка за неизпълнението, ведно със съответните данни и документи в тази връзка. С писмо с вх. № Е-15-45-11 от 21.05.2020 г. дружеството е представило изисканата информация, както следва:

Разпределението на вложените средства за 2019 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е посочено в следващата таблица:

Таблица № 7

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2019 г.	Инвестиции План (хил. лв.)	Инвестиции Отчет (хил. лв.)	Изпълнение, %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	65 575	108 396	165%
Пренос по национална газопреносна мрежа	67 689	24 246	36%
Съхранение на природен газ	7 449	284	4%
Общи за разпределяне по видове дейности	3 344	222	7%
Доставка на машини и оборудване	9 310	5 789	62%
Общо:	153 367	138 937	91%

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за инвестиции за 2019 г. е в размер на 138 937 хил. лв., т.е. 91% изпълнение.

„Булгартрансгаз“ ЕАД с писмо с вх. № Е-15-45-11 от 21.05.2020 г. е представило информация, както следва:

1. Отчет за неизвършени инвестиции по проекти с взето инвестиционно решение, които е следвало да бъдат извършени през 2019 г., както и причините за тяхното неизвършване – приложение № 1 към доклада.

2. Информация за изпълнение на следните проекти:

- Обект: *КС „Провадия“ склад с локални очистни съоръжения за свежо и*

отработено масло - не е включен в Годишната програма за прединвестиционна подготовка (ГПИП) 2020 – 2022, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта, поради което не е посочен в Десетгодишния план 2020 – 2029.

- Обект: *КС „Кардам“ - навес за двигатели на компресори и дървени контейнери с резервни части* - не е включен в ГПИП 2020 – 2022, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта, поради което не е посочен в Десетгодишния план 2020 – 2029.

- Обект: *Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70 II и АИ-336-2-8* - не е включен в ГПИП 2020 – 2022, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта, поради което не е посочен в Десетгодишния план 2020 – 2029;

3. Становище относно причините за повишаване на стойността на инвестицията на изброените по-долу проекти спрямо посочените инвестиции в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2019 – 2028:

- *Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“;*

- *КС „Вълчи дол“ - ремонт КРУ 6 kV;*

- *Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС;*

- *Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод за Гърция и ремонт на ОС „Стряма“.*

В Десетгодишния план за периода 2019 – 2028 г. е посочена необходимата инвестиция за периода 2019 – 2021 г., като тази за 2022 г. не е включена в посочената стойност, тъй като същата не е била предмет на ГПИП 2019 – 2021 г. Освен това планираните за усвояване през 2019 г. средства са частично усвоени и неусвоената част от средствата е прехвърлена за усвояване през 2020 г., като е включена и стойността за 2022 г.

4. Становище относно причините за повишаване на стойността на инвестицията и удължаване на срока за изпълнение на проекта „Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп и до Банско и Разлог“ - в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2019 – 2028 г. е посочен очакван размер на инвестицията 27 218 хил. лв. с краен срок до 2020 г., а в Десетгодишния план за периода 2020 – 2029 г. - 58 461 хил. лв. с краен срок 2023 г., съгласно което:

През 2019 г. е проведена тръжна процедура във връзка с доставките, изграждането и въвеждане в експлоатация на строеж: „Преносен газопровод до Свищов“, като 50% от общата сума е следвало да бъдат заплатени със средства на Международен фонд „Козлодуй“ - ЕБВР, а останалите 50% - със средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Получените оферти за изпълнение на строежа надвишили планираният финансов ресурс в инвестиционната програма на дружеството с около 4 000 000 (четири милиона) евро.

За проектите „Преносен газопровод до Панагюрище - Пирдоп“ и „Преносен газопровод до Разлог и Банско“ е било невъзможно да се завършат всички процедури по координиране и одобрение на ПУП-ПП, получаване на положителни становища от централните и териториалните администрации в рамките на предвидения срок, тъй като е променен компетентният орган, поддържащ динамичния регистър и цифрови модели на имотите. Поради тази причина, срока за изпълнение на договора е удължен.

5. Причини, които налагат удължаване на срока за изпълнение на посочените проекти спрямо посочения срок за изпълнение в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2019 – 2028 г.:

В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г. периодът за изпълнение е удължен с една година поради отлагане във времето на част от дейностите за изпълнение на обектите.

- *Преоборудване на горивните системи на 1 брой ГТКА тип ТИМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на СА У. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТИМ 1304*

Проектът е с променен обхват, тъй като е в пряка зависимост и технологично обвързан с изпълнение на други обекти от системата за пренос на природен газ, които обстоятелства оказват влияние върху реализацията му. Към настоящия момент на КС

„Странджа“, няма неотложна необходимост от възстановяване работоспособното състояние на ГТКА № 4, както и преоборудването му с ниско емисионна камера, като необходимите дейности по изпълнение на услугите, се отлагат в краткосрочен план.

- *Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч“, АГРС „Самоков“, ГРС „Страшимирово“, ГРС „Плевен“*

Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГПИП 2020 – 2022 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на подобектите. Към момента на изготвяне на Десетгодишния план за периода 2020 – 2029 г. за някои от подобектите има сключени договори, които се изпълняват, а за други има обявени обществени поръчки и предстои сключване на договори. За АГРС Самоков са извършени съгласувателни процедури за ПУП - ПП и се очаквало плана да се одобри и влезе в сила до края на 2019 г., но това не се случило и средствата са прехвърлени в 2020 г.

- *Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС*

Обектът е с цел обезпечаване на евентуални разходи при необходимост от модернизация на съществуващи ГРС и реконструкция и основни ремонти на АГРС, т.е. всяка година се прави ревизия и се предвиждат средства при необходимост. В случая такива средства са предвидени за 2020 и 2021 години.

- *Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник*

Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГПИП 2020 – 2022 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на подобектите. Към момента на изготвяне на Десетгодишния план за периода 2020 – 2029 г. за някои от подобектите има сключени договори, които се изпълняват, а за други има обявени обществени поръчки и предстои сключване на договори. За ОС Девня е необходимо да се проведат съвместни градоустройствени процедури с тези за ГРС Девня, като са налице проблеми с изготвянето на актуални документи за собственост на имота, в който е изграден ГРС-а. Включен е в горски фонд, без знание и/или съгласие на „Булгартрансгаз“ ЕАД, поради което изпълнението на обекта е изместено спрямо първоначалния план. За ОС Перник е закупен терена, необходим за изграждане на приемна камера и са проведени градоустройствени процедури. През м. октомври на 2019 г. е одобрено прединвестиционно проучване за обекта. Изготвят се задания за ПУП, проектиране и изграждане на строежа.

- *Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен“ и внедряването ѝ с надлежен хардуер; Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“*

През 2018 г. е проведена обществена поръчка за възлагане изпълнението на проекта, която е прекратена на 16.11.2018 г. на основание чл. 110, ал. 1, т. 1 от ЗОП, тъй като в определения срок няма нито една подадена оферта. Предстои организирането, откриването и провеждането на нова обществена поръчка.

- *Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет*

В обхвата на обект „Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет“ е предвидена за изпълнение поръчка: „Доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание““. Откритата процедура за доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“ е прекратена от „Булгартрансгаз“ ЕАД, на основание чл. 110, ал. 1, т. 2 от ЗОП, тъй като всички заявления за участие са неподходящи, съгласно легалната дефиниция, съдържаща се в § 2, т. 25 от Допълнителните разпоредби на ЗОП. Решението за прекратяване на процедурата е обжалвано пред Комисията за защита на конкуренцията (КЗК) от

единствения участник в процедурата. С Решение № 599/23.05.2019 г. на КЗК, жалбата на участника остава без уважение и решението за прекратяване е влязло в сила. „Булгартрансгаз“ ЕАД е стартирало нова открита процедура за възлагане на обществена поръчка по ЗОП за доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“. В резултат на горепосочените дейности срокът за изпълнение на поръчката се удължава във времето.

- Изграждане на нови ГИС и АГРС - КВ и АГРС „Игнатиево“ и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар

За проект: „КВ и АГРС „Игнатиево“ е сключен договор, който се изпълнява към момента. Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГППП 2020 – 2022 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на обекта.

За проект: „Изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар“ при ежегодното изготвяне на годишни програми за инвестиции се предвиждат средства, които в случай на необходимост да обезпечат изпълнението на обекта.

VII. Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 – 2019 г.

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 – 2019 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството годишни финансови отчети, като данните за 2019 г. са съпоставени с данните за 2018 г.

1. Анализ и динамика на структурата на приходите.

Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ по газопреносните мрежи до страната, до границите с Гърция, Турция и Северна Македония, „съхранение на природен газ“, както и от дейността балансиране. Приходите от достъп и пренос на природен газ включват достъп и пренос на природен газ по входни и изходни точки/зони по националната газопреносна мрежа в страната, както и изходни и входни точки/зони по транзитната газопреносна мрежа. Допълнително, в стойността на приходите за пренос на природен газ до трети страни, се включва и сумата на непаричното възнаграждение под формата на безвъзмезден газ от клиент ООО „Газпром экспорт“. Във връзка с Правилата за балансиране на пазара на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва търговско балансиране на пазара на природен газ, като купува и продава природен газ за балансиране с цел покриване на индивидуалните дисбаланси на ползвателите на газопреносните мрежи. Дружеството реализира приходи от балансиране, съответстващи на балансовите зони на газопреносните мрежи на територията на Р България.

Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2019 г. възлиза на 403 649 хил. лв., като е отчетено увеличение спрямо 2018 г. от 1,11% или с 4448 хил. лв.

Сравнението на приходите на дружеството за 2018 г. и 2019 г. е представено в следващата таблица:

Таблица № 8

Показатели	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	Изменение в %
Приходи от пренос на природен газ до страната	84 604	85 924	1,56%
Приходи от пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония	202 894	224 682	10,74%
Приходи от съхранение на природен газ	5228	6195	18,50%
Приходи от балансиране	13 215	12 682	-4,03%
Други приходи от дейността, в т.ч.:	66 887	28 473	-57,43%
приходи от финансиране	6570	5722	-12,91%
Нетни приходи от продажби	372 828	357 956	-3,99%
Финансови приходи	26 373	45 693	73,26%

Общо приходи	399 201	403 649	1,11%
--------------	---------	---------	-------

Нетните приходи от продажби включват приходи от: пренос на природен газ до клиенти в страната, пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония, съхранение на природен газ, балансиране и други приходи (включващи и приходи от природен газ за технологични нужди). Приходите от пренос на природен газ по договор с ООО „Газпром экспорт“ са 205 682 хил. лв., а приходите по сключени договори за транзитен пренос с други ползватели на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД са 19 000 хил. лв..

През 2019 г. нетните приходи от продажби представляват 88,68% от общия размер на приходите и са в размер на 357 956 хил. лв. или намаление с 3,99% спрямо тези през 2018 г. В нетните приходи от продажби с най-голям относителен дял от 62,77% през 2019 г. имат приходите от пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония, възлизащи на 224 682 хил. лв. Увеличението на тези приходи с 10,74% спрямо 2018 г. се дължи на по-високия курс на щатския долар през 2019 г.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ до страната в нетните приходи от продажби през 2019 г. е 24,00%, като са реализирани приходи по-високи с 1320 хил. лв. или 1,56% повече в сравнение с реализираните през 2018 г. В приходите от пренос през 2019 г. са включени и приходи, реализирани в резултат от резервиране на капацитет и пренос на природен газ към Румъния през Междусистемна газова връзка България – Румъния.

Относителният дял на приходите от съхранение на природен газ през 2019 г. е 1,73% от нетните приходи от продажби, като тези приходи са в размер на 6195 хил. лв., или увеличение от 18,50% спрямо отчетените през 2018 г.

През 2019 г. са реализирани приходи от балансиране в размер на 12 682 хил. лв., като относителният дял на тези приходи е 3,54% от нетните приходи от продажби и са в резултат на сключени нови договори за балансиране.

Другите приходи от дейността, които представляват 7,95% от нетните приходи от продажби, са с 38 414 хил. лв. или 57,43% по-малко от реализираните през 2018 г. Намалението се дължи основно на отчетените приходи от непарично възнаграждение под формата на безвъзмезден газ от клиент ООО „Газпром экспорт“. В други приходи е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за пренос, които през 2019 г. са с 38 469 хил. лв. по-малко от отчетените 58 695 хил. лв. през 2018 г. Този газ се използва основно за гориво на компресорните станции по газопроводната система за пренос до границите с Гърция, Турция и Северна Македония и не носи реален приход на дружеството.

В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които се увеличават с 73,26% спрямо отчетените през 2018 г. или с 19 320 хил. лв. Увеличението се дължи на по-високите приходи от промяна на валутния курс през 2019 г. в размер на 39 571 хил. лв. спрямо отчетените 23 652 хил. лв. през 2018 г. Отчетени са и по-високи приходи от лихви в размер на 6122 хил. лв. спрямо отчетените 2721 хил. лв. през 2018 г. Приходите от валутни курсови разлики не представляват реален паричен приход, а счетоводно записване на изменението на стойността на наличните парични средства във валута, което е в резултат на промяна на курса на долара. Преизчислението се извършва в края на всеки месец, с цел коректно представяне на левовата равностойност на валутните средства.

2. Анализ и динамика на структурата на разходите

Структурата на общите разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД съдържа оперативни, други и финансови разходи. Оперативните разходи включват: технологични разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната и до границите с Гърция, Турция и Северна Македония, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи.

Сравнението на разходите на дружеството за 2018 г. и 2019 г. е посочено в

следващата таблица:

Таблица № 9

Показатели	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	Изменение в %
Технологични разходи	65 914	28 637	-56,55%
за пренос на природен газ до клиенти в страната	5 642	6 700	18,75%
за пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония	58 574	19 653	-66,45%
за съхранение на природен газ	1 698	2 284	34,51%
Разходи по икономически елементи в т.ч.:	250 192	213 183	-14,79%
<i>Разходи за материали</i>	6 286	6 020	-4,24%
<i>Разходи за външни услуги</i>	7 573	10 983	45,03%
<i>Разходи за амортизации</i>	91 491	104 456	14,17%
<i>Разходи за персонал</i>	57 610	60 788	5,52%
<i>Разходи за социално осигуряване</i>	7 530	8 395	11,49%
<i>Други разходи</i>	79 702	22 541	-71,72%
Оперативни разходи	316 106	241 820	-23,50%
Разходи в т. ч.: промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство, себестойност на природен газ, вложен за балансиране и продадените стоки	13 155	11 834	-10,04%
Финансови разходи	11 970	33 639	181,03%
Общо разходи	341 231	287 293	-15,81%

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2019 г. са с 74 286 хил. лв. или с 23,50% по-малко в сравнение с отчетените през 2018 г. Намалението на оперативните разходи се дължи, както на отчетените по-ниски технологични разходи, така и на по-ниските разходи по икономически елементи.

Технологичните разходи са в размер на 28 637 хил. лв. за 2019 г. или намаление с 37 277 хил. лв. (56,55%) спрямо 2018 г. Намалението се дължи на по-малкото технологични разходи за пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Северна Македония. Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната се увеличават от 5642 хил. лв. за 2018 г. на 6700 хил. лв. за 2019 г. или увеличение с 18,75%. Технологичните разходи за съхранение са в размер на 2284 хил. лв. и са по-високи спрямо 2018 г. с 586 хил. лв. или с 34,51%.

Разходите по икономически елементи за 2019 г. представляват 88,16% от оперативните разходи и са в размер на 213 183 хил. лв. спрямо 250 192 хил. лв. за 2018 г. Намалението от 14,79% се дължи на направените по-малко „други разходи за дейността“ и разходи за материали. Увеличението на разходите е, както следва: разходи за външни услуги - с 45,03%, разходи за амортизации - с 14,17%, разходи за персонал - с 5,52% и разходи за социално осигуряване - с 11,49%. Намалението на разходите за материали е в резултат на отчетените по-ниски стойности на разходите за електроенергия, вода и топлинна енергия с 18,17%, дължащи се на по-малкия брой отработени машиночасове от газо-компресорните агрегати в КС „Вълчи дол“. Отчетено е и намаление при разходите за авточасти, принадлежности и гуми с 14,24% и разходи за стопански инвентар с 24,75%. Увеличението на разходите за външни услуги се дължи предимно на по-високите разходи за инспекция на газопроводи, за абонаментен сервиз, за консултантски услуги и разходи за ремонт. Отчетени са по-ниски разходи за други външни услуги с 13,65% или с 40 хил. лв., както и по-ниски с 2,98% разходи за данък сгради, такси битови отпадъци, винетки, данък МПС и други местни данъци и такси с 18 хил. лв. Основна причина за увеличените разходи за амортизации с 14,17% е извършения към края на 2018 г. преглед на отчетните стойности на дълготрайните материални активи от независим оценител. Разходите за персонал и социално осигуряване възлизат на 69 183 хил. лв. през 2019 г. спрямо 65 140 хил. лв. за 2018 г. Другите разходи, като част от оперативните разходи, са в размер на 22

541 хил. лв. за 2019 г. и бележат намаление с 57 161 хил. лв. спрямо 79 702 хил. лв. за 2018 г. Причина за по-високите други разходи през 2018 г.е наложената от Европейската комисия глоба на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 77 068 000 евро за блокиране на достъпа на конкуренти до ключова газова инфраструктура в България, в нарушение на антитръстовите правила на Европейския съюз, като частта на „Булгартрансгаз“ ЕАД представлява 1/3 от общия размер на глобата и възлиза на 50 244 хил. лв. През 2019 г. са направени разходи за провизии по правни задължения в размер на 593 хил. лв.

Друга причина за намалението в частта „други разходи за дейността“ е отчетените по- ниски разходи за обезценка на финансови активи и разходи за акциз, което е в резултат на по-ниските разходи за технологични нужди. По-малко са и реализираните други разходи в размер на 71 хил. лв., които са по-малко от отчетените 1505 хил. лв. през 2018 г., в които е включен размерът на изплатеното обезщетение и разносните по арбитражно дело № 7/2017 г., заведено от S.A.L.P. S.p.A – Италия срещу „Булгартрансгаз“ ЕАД, по което всички извършени разходи са в размер на 1378 хил. лв.

Отчетени са също така по-ниски разходи за обезценка на финансови активи с 5922 хил. лв., както и по-малки разходи за акциз, които са в размер на 3316 хил. лв. спрямо отчетените 5035 хил. лв. през 2018 г. или намаление с 65,85%, което е в резултат на по-ниските разходи за технологични нужди. Отчетени са с 65,40% по-малко разходи за обучение и квалификация на персонала. През 2019 г. няма отчетени разходи за служебни карти и билети.

Отчетени са по-високи разходи за фонд „Сигурност на енергийната система“ с 8,23% и за брак и липси на имоти, машини и съоръжения и материални запаси с 97,22% спрямо 2018 г.

Финансовите разходи през 2019 г. нарастват с 181,03% спрямо 2018 г. или с 21 669 хил. лв., което се дължи основно на отчетените по-високи разходи за валутни курсови разлики. През 2018 г. финансовите разходи са били в размер на 11 970 хил. лв., а през 2019 г. са в размер на 33 639 хил. лв.

Общо разходите през 2019 г. са намалели с 53 938 хил. лв. спрямо 2018 г. или с 15,81%.

От извършения анализ на приходите и разходите е видно, че приходите от лицензионните дейности покриват извършените от „Булгартрансгаз“ ЕАД разходи.

Анализ на активите, пасивите и собствения капитал

Таблица № 10

Показатели	2018 г. (хил. лв.)	2019 г. (хил. лв.)	Изменение, %
Нетекущи активи	2 117 121	2 579 861	21,86%
Текущи активи	660 665	686 740	3,95%
Общо активи	2 777 786	3 266 601	17,60%
Собствен капитал	2 454 360	2 534 158	3,25%
Нетекущи пасиви	284 461	287 612	1,11%
Текущи пасиви	38 965	444 831	1041,62%
Общо пасиви	323 426	732 443	126,46%
Общо собствен капитал и пасиви	2 777 786	3 266 601	17,60%

Към края на 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 3 266 601 хил. лв., като стойността им се е увеличила с 488 815 хил. лв. или с 17,60% спрямо 2018 г.

Нетекущите активи представляват 78,98% от общата стойност на активите на дружеството. През 2019 г. стойността на нетекущите активи е в размер на 2 579 861 хил. лв., като се е увеличила с 462 740 хил. лв. или с 21,86% спрямо стойността им към края на 2018 г. Увеличението на нетекущите активи се дължи основно на по-голямата стойност на „имоти, машини и съоръжения“ и на инвестициите в размер на 500 хил. лв. в дъщерното предприятие „Газов Хъб Балкан“ ЕАД. Най-голям дял в нетекущите активи (78,72%) имат

„имоти, машини и съоръжения“, които са се увеличили с 22,47% в сравнение с 2018 г. или с 471 766 хил. лв., в резултат на преглед от независим оценител на отчетните стойности на дълготрайните материални активи. Към края на 2019 г. балансовата стойност на дългосрочните вземания е в размер на 184 хил. лв. и представляват внесени гаранционни депозити от дружеството и предплатени разходи за абонаментно обслужване.

На основание чл. 99, ал. 4 от Закона за банковата несъстоятелност синдиците на „КТБ“ АД са започнали изплащане на суми, включени в първата частична сметка за разпределение на приети вземания към „КТБ“ АД и през м. май 2019 г. на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изплатена сума в размер на 6 818 133,00 лв.

Текущите активи се увеличават от 660 665 хил. лв. през 2018 г. на 686 740 хил. лв. в края на 2019 г., или увеличение с 3,98%. Увеличението на стойността на текущите активи се дължи на увеличението на паричните средства и еквиваленти с 25 075 хил. лв. или 3,95%, материални запаси с 6842 хил. лв. или 6,53% и търговски и други вземания с 3656 хил. лв. или 15,71% повече спрямо 2018 г.

Вземанията от свързани лица бележат намаление и са в размер на 4544 хил. лв. за 2019 г. или 68,95% по-малко спрямо отчетените през 2018 г. Дългосрочните вземания от свързани лица от 26 хил. лв. през 2018 г. нарастват на 131 хил. лв. през 2019 г. Краткосрочните вземания от свързани лица са намалели от 14 610 хил. лв. за 2018 г. на 4413 хил. лв.

Регистрираният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 874 524 хил. лв. за 2018 г. е увеличен на 1 225 519 хил. лв. през 2019 г. в резултат на увеличение на капитала с 350 994 900 лв., представляващ неразпределената печалба от минали години чрез издаване на 350 994 900 нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност в размер на 1 лев всяка. Увеличението на капитала е одобрено от министъра на енергетиката с Протокол № Е-РД-21-20 от 02.10.2019 г.

Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 534 158 хил. лв. и се е увеличил с 79 798 хил. лв. (3,25%) спрямо отчетения през 2018 г., в резултат от увеличение на регистрирания капитал. Преоценъчният резерв към 31.12.2019 г. възлиза на 1 062 635 хил. лв. спрямо 1 116 684 хил. лв. за 2018 г. Съгласно политиката на дружеството, той се разпределя към неразпределената печалба ежегодно на база отчетените разходи за амортизация на преоценъчния резерв. Резервите за 2019 г. са в размер на 86 852 хил. лв., като през 2018 г. са 88 139 хил. лв. Неразпределената печалба за 2019 г. е в размер на 159 152 хил. лв., като през 2018 г. е в размер на 375 013 хил. лв.

Нетекущите пасиви се увеличават от 284 461 хил. лв. за 2018 г. на 287 612 хил. лв. за 2019 г. или с 1,11%, което е в резултат от увеличението на отсрочени приходи от финансиране с 6192 хил. лв. В края на 2018 г. в балансовата стойност на нетекущите задължения са отчетени провизии в размер на 50 244 хил. лв. за издаване и управление на банкова гаранция в евро. В края на 2019 г. балансовата стойност на провизиите по правни задължения са в размер на 50 837 хил. лв.

Текущите пасиви се увеличават от 38 965 хил. лв. през 2018 г. на 444 831 хил. лв. за 2019 г. в резултат на получени кредити от банкови институции и други задължения.

Към края на 2019 г. задълженията към свързани лица (текущи и нетекущи) са в размер на 11 184 хил. лв. (341 хил. лв. дългосрочни задължения и 10 843 хил. лв. краткосрочни) и са намалели с 941 хил. лв. или намаление с 7,76% спрямо 2018 г.

Сравнението на финансовите показатели за 2018 г. и 2019 г. показва следното:

Коефициентът на обща ликвидност от 16,96 за 2018 г. намалява на 1,54 за 2019 г. и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на 1 лев текущо задължение. Коефициентът на обща ликвидност означава, че дружеството притежава достатъчно оборотни средства за погасяване на текущите задължения.

Коефициентът на бърза ликвидност е 14,26 за 2018 г. и намалява на 1,29 за 2019 г., като показва нивото на най-ликвидната част от краткотрайните активи към краткосрочните задължения.

Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби (печалба преди

данъци/нетен размер на приходите от продажби) е 0,15 за 2018 г. и се увеличава на 0,31 за 2019 г. Коефициентът показва, че всеки 1 лев приходи носи 0,31 лв. печалба.

Коефициентът на рентабилност на собствения капитал е 0,02 за 2018 г., като стойността му се увеличава на 0,04 за 2019 г.

Коефициентът на рентабилност на активите също е 0,02 за 2018 г. и стойността му се увеличава на 0,03 за 2019 г.

Коефициентът на ефективност на разходите е 1,16 за 2018 г. и се увеличава на 1,44 за 2019 г. Той показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1,44 лв. приходи за 2019 г.

Коефициентът на ефективност на приходите е 0,86 за 2018 г. и намалява на 0,69 за 2019 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е 1,16 за 2018 г. спрямо 0,98 за 2019 г. и показва, че дружеството разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на финансова автономност от 7,59 за 2018 г. намалява на 3,46 за 2019 г. и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойностите на коефициента над единица показват добра финансова автономност.

Коефициентът на финансова задлъжнялост от 0,13 за 2018 г. се увеличава на 0,29 през 2019 г. и показва степента на зависимост на дружеството от своите кредитори за покриване на задълженията си. Стойността на коефициента определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал.

Сравнението на финансовите резултати за 2018 г. и 2019 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 11

Финансови показатели	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	Изменение в %
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации	135 058	208 758	54,57%
ЕБИТ - печалба преди лихви и данъци	43 567	104 302	139,41%
ЕВТ - печалба преди данъци	57 970	116 356	100,72%
Нетна печалба за периода	47 138	104 654	122,02%

Въз основа на анализ на горепосочените показатели може да се направи извода, че финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е стабилно, че дружеството е в състояние да продължава да изпълнява задълженията си съгласно чл. 170 от ЗЕ и разполага с финансови възможности да изпълни инвестиционната си програма.

На основание чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ КЕВР провежда консултации с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа по открит и прозрачен начин, като организира обществено обсъждане на плана. На заинтересованите лица се дава срок за представяне на становища и предложения, който не може да е по-кратък от 14 дни. След обществено обсъждане с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата Комисията извършва проучване дали десетгодишният план за развитие на преносната мрежа обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

Резултатите от извършения анализ на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 - 2029 г. са отразени в Доклад с вх. № Е-Дк-547 от 25.06.2020 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 144 от 30.06.2020 г., т. 4. Съгласно чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ, на 07.07.2020 г. е проведено обществено обсъждане на плана. В проведеното обществено обсъждане са взели участие представители на „Булгартрансгаз“ ЕАД и представител на „БТ Консулт плюс“ ЕООД. Представителите на газопреносния оператор са заявили, че приемат доклада и нямат забележки по него. Представителят на „БТ Консулт плюс“ ЕООД е посочил, че в плана липсва предвидена възможност за развитие на инфраструктура за съхранение и транспорт

на малки обеми втечен природен газ. В тази връзка, представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са изразили становище, че такива проекти не са предмет на Десетгодишния план за развитие на мрежите, който разглежда по-мощни проекти. Посочили са също, че в Плана е застъпен проектът за придобиване на 20% от новия терминал в близост до гр. Александруполис, Гърция, който предстои да се финализира в идните месеци.

В предоставения 14-дневен срок са постъпили становища с вх. № Е-15-59-1 от 06.07.2020 г. от „Ай Си Джи Би“ АД, с вх. № Е-15-57-28 от 07.07.2020 г. и с вх. № Е-15-57-28 от 21.07.2020 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, и становище с вх. № Е-12-00-450 от 24.07.2020 г. от ENGIE, Франция.

„Ай Си Джи Би“ АД счита, че е необходимо да бъдат направени уточнения, които следва да се отразят в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 - 2029 г. В описанието на проект „ITGI Poseidon“ е посочено, че IGB е част от този проект. Дружеството пояснява, че IGB не е част от него. Дружеството уточнява, че по отношение на въвеждането в експлоатация на IGB, газопроводът ще бъде въведен в експлоатация до 01.07.2021 г.

„Овергаз Мрежи“ АД посочва необходимостта от изготвянето на обвързващ график за изграждане на магистрални газопроводни отклонения до общинските центрове с оглед получаване на равноправен достъп от всички български общини до газопрееносната мрежа и ефективно изпълнение на лицензионните задължения на газоразпределителните дружества. В тази връзка, дружеството счита за целесъобразно и закупуването на съществуващи газопроводни отклонения и АГРС на газопрееносната система, собственост на други енергийни предприятия. На следващо място, „Овергаз Мрежи“ АД посочва увеличаващото се търсене на услугата по съхранение на природен газ, като в тази връзка счита, че липсата на окончателно инвестиционно решение за увеличение на капацитета на ПГХ „Чирен“ и заложеният срок са предпоставки за отлагане на проекта. Счита също, че е налице необходимост от осигуряване на достатъчен и еднакъв капацитет на трансферната точка в двете посоки – от националната към транзитната мрежа и от транзитната към националната, както и от увеличаване на твърдия капацитет в посока Турция, с оглед предвидения физически поток в двете посоки през точка на свързване Странджа/Малкочлар и големия потенциал на турския пазар за внос и износ на природен газ.

„Овергаз Мрежи“ АД счита също, че разработеният план-график за изграждане на газопроводни отклонения трябва да се разшири и да отразява етапа на газификация на общините с издадени лицензии, каквито са Банско и Разлог, които към момента имат газифицирани клиенти, снабдявани чрез виртуален газопровод. Това би дало възможност за свободен достъп на населението до услугата „газификация“ и своевременно изпълнение на лицензионните задължения на газоразпределителните дружества. С цел прозрачност и ефективно управление на инвестиционната програма, подробно описание на планираните за закупуване съществуващи активи и по-конкретно инвестицията на „Овергаз Мрежи“ АД в магистрално газопроводно отклонение и АГРС в общини Велико Търново, Горна Оряховица и Лясковец до националната преносна мрежа, което все още не е изкупено от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

ENGIE, Франция приветства планираното развитие на българската газова мрежа и газовия пазар и изразява подкрепата си за разработването на нови маршрути за взаимно свързване за България, като междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB) и разширяването на капацитета на ПГХ „Чирен“, както и създаването на Газов хъб „Балкан“ (ГХБ), както и откриването на точката на взаимно свързване Странджа 1/Малкочлар (IP Strandzha 1/Malkoclar), като подкрепя окончателното приключване на Споразумението за междусистемно свързване във възможно най-кратък срок. Въпреки това, е загрижено от наложените задължения на пазара за централизирана търговия (напр. задължение за извършване на сделките „ден напред“ и „в рамките на деня“ единствено на ГХБ или задължение за регистриране на двустранни сделки до 1 година на падеж на ГХБ (прилага се такса за регистрация). Счита,

че тези задължения изискват разкриване на чувствителна търговска информация и увеличават разходите по трансакциите, което създава допълнителна тежест за развитието на пазарната ликвидност.

ENGIE приветства усилията за развитие на пазарната ликвидност на българския пазар на газ и по отношение на диверсификацията на източниците на доставки в България, което ще помогне за засилване на конкуренцията и ще се отрази положително на потребителите на природен газ в страната, както и ще привлече повече участници на пазара в България.

Във връзка с направените предложения и уточнения с писма с вх. № Е-15-45-19 от 15.07.2020 г., вх. Е-15-57-28 от 24.07.2020 г. и вх. № Е-15-57-28#5 от 24.07.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е изразило становища. Дружеството е посочило, че приема коментара на „Ай Си Джи Би“ АД и е направило съответната техническа корекция в окончателната версия на Десетгодишния план за развитие на мрежите на дружеството за периода 2020-2029 г., внесена в КЕВР с вх. № Е-15-57-28 от 24.07.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че е отговорило по същество на коментарите на „Овергаз Мрежи“ АД в рамките на проведената от него публична консултация на Плана. „Булгартрансгаз“ ЕАД поддържа становището си по вече получените коментари от „Овергаз Мрежи“ АД в рамките на проведената публична консултация на Десетгодишния план, а именно, че закупуването на съществуваща инфраструктура не е предмет на тези планове и не следва да се разглежда в контекста на новопроектирани и изградени съоръжения, които биха допринесли положително върху капацитета за пренос и диверсификацията на маршрутите и източниците на природен газ. Дружеството допълва, че реализира успоредно проектите за изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп и до Банско и Разлог. Заложените срокове за цялостното им изпълнение не са резултат от приоритизиране, а отразяват индивидуалните специфики и степента на напредък на всеки от трите проекта. Те са в съответствие с Грантовото споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Европейската банка за възстановяване и развитие.

Във връзка с писмото на ENGIE „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че не е необходимо да бъдат извършвани редакции в Десетгодишния план и посочва, че е в преговори с турския оператор за подписване на споразумение за междусистемно свързване за точка на междусистемно свързване Странджа/Малкочлар.

След проучване и анализ на становищата на заинтересованите лица и на „Булгартрансгаз“ ЕАД, КЕВР приема следното:

По отношение на посочената необходимост от изграждане на магистрални газопроводни отклонения с оглед получаване на равноправен достъп от българските общини до газопреносната мрежа, в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 - 2029 г. са включени както вече започнатите проекти за изграждане на три преносни газопровода с автоматични газорегулиращи станции до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог, така и планираният проект за газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря-Баня-Карлово-Сопот.

Във връзка с предложението на „Овергаз Мрежи“ АД за закупуване от оператора на съществуващи газопроводни отклонения и АГРС на газопреносната система, собственост на други енергийни предприятия, „Булгартрансгаз“ ЕАД е информирал Комисията, че не счита тези действия за предмет на Плана и те не следва да се разглеждат в контекста на новопроектирани и изградени съоръжения, които биха допринесли положително върху капацитета за пренос и диверсификацията на маршрутите и източниците на природен газ.

Относно поставения въпрос за необходимост от увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“ и сроковете за това, операторът е заявил, че през 2019 г. капацитетът за добив е бил увеличен до 3.82 mcm/d, като проектът за разширение на съоръжението за съхранение е приоритетен за „Булгартрансгаз“ ЕАД. Той е включен и в Четвъртия списък на проекти от „общ интерес“ на Европейския съюз. Дейностите по разширяване на ПГХ „Чирен“ са в предпроектна фаза, като по данни на оператора, в момента се извършват 3D сеизмични

проучвания, чиито резултати, наред с вече направените анализи и проучвания, ще послужат за основа при определянето на окончателния вариант за разширение, за който ще бъде взето инвестиционно решение.

В Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020-2029 г. е представена информация за твърдите капацитети за пренос на природен газ. Операторът посочва, че към настоящия момент, основната посока е от транзитната към националната газопреносна мрежа, на база резервиран капацитет и заявки за пренос. Обявеният твърд капацитет в обратна посока на база исторически данни не е резервиран никога до максималното му ниво. „Булгартрансгаз“ ЕАД пояснява, че в случай на проявен интерес, чрез резервиране на целия твърд капацитет в посока от НППМ към ГМТП, ще предложи прекъсваем такъв, съгласно Регламент (ЕС) 2017/459 за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи.

По отношение на изложената от ENGIE загриженост от наложените задължения на пазара за централизирана търговия с природен газ, същите касаят дейността на борсовата търговия с природен газ и не са в обхвата на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020-2029 г.

С оглед горното, след проучване на необходимостта от инвестиции, Комисията приема, че представеният от независимия преносен оператор Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2020 - 2029 г. е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 22 от Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и чл. 81 г, ал. 1 от ЗЕ, обхваща всички обосновани нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. В него са заложили основните дейности по развитие на газопреносната мрежа с цел да се осигури дългосрочен капацитет и да се гарантира сигурността на доставките, като се отчита и икономическата обосновааност. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация и разумните предвиждания за предстоящи изменения и развитие на добива, доставките, потреблението и обмена на природен газ с други държави, като са взети предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. Десетгодишният план за развитие на мрежите за периода 2020 - 2029 г. е съобразен и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ.

Изказвания по т.4.:

Докладва А. Иванова. Резултатите от извършения анализ на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. са отразени в доклад, който е приет от КЕВР. В изпълнение на изискванията на закона и НЛДЕ е проведено обществено обсъждане на 07.07.2020 г. Представителите на заявителя са заявили, че приемат доклад и нямат забележки по него. В определения 14-дневен срок за представяне на становища такива са постъпили от „Ай Си Джи Би“ АД, „Овергаз Мрежи“ АД и от ENGIE, Франция. Становището на „Ай Си Джи Би“ АД съдържа уточнения относно текстове, които касаят проекта „Ай Си Джи Би“. Становището на „Овергаз Мрежи“ АД е по отношение на необходимостта от изготвяне на обвързващ график за изграждане на магистрални газопроводни отклонения и закупуване на съществуващи такива, които са собственост на други енергийни предприятия, както и относно увеличение на капацитета на газовото хранилище и увеличение на твърдия капацитет в посока Турция в точката на свързване Странджа/Малкочлар. Дружеството счита, че в инвестиционната програма трябва да има подробно описание на планираните за закупуване съществуващи активи, които са собственост на „Овергаз“, а би трябвало да бъдат собственост на газопреносния оператор. В своето становище ENGIE, Франция приветства всички промени, свързани с пазара на природен газ в България, целящи развитие на газовата мрежа и повишаване на ликвидността на пазара. Изразява се и загриженост относно наложените задължения на пазара на едро на природен газ. Във връзка с представените в Комисията становища, операторът на газопреносната мрежа е представил своите становища. По отношение на

изразеното от „Ай Си Джи Би“ АД становище „Булгартрансгаз“ ЕАД е посочил, че е направило съответната техническа корекция в окончателния вариант на Десетгодишния план и на 24.07. 2020 г. е внесен окончателен Десетгодишен план, в който са отразени тези корекции. По отношение на становището на „Овергаз Мрежи“ АД. Дружеството е заявило, че същите възражения са изложени в рамките на консултацията, проведена от него и поддържа становището, което вече е дало по получените от „Овергаз Мрежи“ АД възражения. Във връзка с писмото на ENGIE. Дружеството счита, че не е необходимо да се правят промени в Десетгодишния план. Предстои подписване на споразумение за междусистемно свързване на точката Странджа1/Малкочлар.

След проучване и анализ на становищата на заинтересованите лица и на „Булгартрансгаз“ ЕАД, може да се приеме:

По отношение на необходимостта от изграждане на магистрални газопроводни отклонения в Десетгодишния план са включени както вече започнатите проекти за изграждане на газопроводи с автоматични газорегулиращи станции до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог, така и планираният проект за газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря-Баня-Карлово-Сопот.

Във връзка с предложението на „Овергаз Мрежи“ АД за закупуване на съществуващи газопроводни отклонения и АГРС, дружеството е информирало Комисията, че не счита тези действия за предмет на Плана.

Относно необходимостта от увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“. Операторът посочва, че през 2019 г. капацитетът е бил увеличен и този проект е приоритетен за оператора и включен в четвъртия списък на проекти от общ интерес на ЕС.

В Десетгодишния план е представена информация за твърдите капацитети за пренос на природен газ.

По отношение на изложената от ENGIE загриженост от наложените задължения на пазара за централизирана търговия с природен газ, същите касаят дейността на борсовата търговия и не са в обхвата на Десетгодишния план за развитие на мрежите.

С оглед горното, след проучване на необходимостта от инвестиции, може да се приеме, че представеният от независимия преносен оператор Десетгодишен план за развитие на мрежите е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 22 от газовата директива и обхваща всички обосновани нужди от инвестиции, както и че е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. В него са заложили основните дейности по развитие на газопреносната мрежа с цел да се осигури дългосрочен капацитет и да се гарантира сигурността на доставките, като се отчита и икономическата обосновааност. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация и разумните предвиждания за предстоящи изменения и развитие на добива, доставките, потреблението и обмена на природен газ с други държави, като са взети предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. Десетгодишният план за развитие на мрежите за периода 2020 - 2029 г. е съобразен и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от Закона за енергетиката, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да одобри Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020-2029 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси коментари по проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от Закона за енергетиката, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020-2029 г.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

Решението е взето с **осем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - за и Пенка Трендафилова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.5. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-652 от 27.07.2020 г. и проект на решение **относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ.**

Съгласно чл. 26, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ (Регламент (ЕС) 2017/460, регламента), националният регулаторен орган или операторът на преносна система, в зависимост от решението на националният регулаторен орган, има задължение за провеждане на окончателна консултация относно методиката за референтна цена. В тази връзка и на основание член 6, параграф 1, член 26, параграф 1 и член 30 от Регламент (ЕС) 2017/460 с Решение № РТПГ-1 от 01.12.2017 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е определила „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството му на оператор на газопреносна система, да провежда консултациите по член 26 от Регламент (ЕС) 2017/460, както и да публикува преди началото на тарифния период информацията по чл. 30 при условията и по реда на същия регламент.

В КЕВР е получено писмо с вх. № Е-15-45-21 от 24.03.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД, с което са представени резултатите от проведена консултация съгласно Регламент (ЕС) 2017/460. Към писмото са приложени: документ на консултацията по чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460, който съдържа предложение за множители, сезонни фактори и отстъпки за характерни точки на газопреносната система; опростен тарифен модел и проект на изменение на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката).

Съгласно чл. 28, параграфи 1 и 2 от Регламент (ЕС) 2017/460, едновременно с окончателната консултация, провеждана в съответствие с член 26, параграф 1 от същия регламент, КЕВР следва да проведе консултация с националните регулаторни органи на всички директно свързани държави членки и със съответните заинтересовани страни, след което да вземе мотивирано решение относно следното:

- а) стойностите на множителите;
- б) ако е приложимо, стойностите на сезонните коефициенти и изчисленията, посочени в член 15 от регламента;
- в) размерите на отстъпките, посочени в член 9, параграф 2 и член 16 от регламента.

Съгласно чл. 28, параграф 3 от Регламент (ЕС) 2017/460, при приемането на горното решение, националният регулаторен орган взема предвид получените отговори от консултацията и следните аспекти:

1. за множителите:

- 1.1. баланс между улесняването на търговията с газ в краткосрочен план и осигуряването на дългосрочни сигнали за ефективни инвестиции в преносната система;
- 1.2. въздействието върху приходите от услуги за пренос и тяхното събиране;
- 1.3. необходимостта да се избягва кръстосано субсидиране между ползватели на мрежата и да се подобри отразимостта на разходите във връзка с минималните цени;
- 1.4. ситуации на физическо и договорно претоварване;
- 1.5. въздействието върху трансграничните потоци;
2. за сезонните коефициенти:
 - 2.1. въздействието върху улесняването на икономичното и ефективно използване на инфраструктурата;
 - 2.2. необходимостта да се подобри отразимостта на разходите във връзка с минималните цени;
 - 2.3. необходимостта да се подобри отразимостта на разходите във връзка с минималните цени.

Във връзка с изискването на чл. 28, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460 за извършване от КЕВР на консултация с националните регулаторни органи на всички директно свързани държави членки и със съответните заинтересовани страни, която се провежда всеки ценови период, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за ценови период 1 октомври 2020 - 30 септември 2021 г. следните множители, сезонни коефициенти и отстъпки за характерни точки на газопреносната система:

1. Множители

Съгласно дефиницията по чл. 3, т. 16 от Регламент (ЕС) 2017/460 множител означава коефициентът, по който се умножава съответната част на референтната цена с цел да се изчисли минималната цена за негодишен стандартен продукт за капацитет.

Методологията за референтни цени определя тарифите за резервиране на капацитетни продукти чрез изчисляване на референтни цени за годишни стандартни капацитетни продукти. За такива продукти референтната цена се използва като резервационна цена, докато останалите цени за резервиране на краткосрочни стандартни капацитетни продукти се изчисляват чрез прилагане на множители и сезонни фактори към изчислената за съответната точка и посока на потока референтна цена.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че газопреносната система е проектирана и носи разходите на система с капацитет за пренос готов да посрещне пиковите нива на консумация при условия на максимално натоварване. В по-голямата част от времето газопреносната система се използва при средни условия на натоварване. От тази гледна точка множителите се прилагат за цени на краткосрочни продукти, давайки възможност да се увеличи приноса в събираните приходи на мрежови ползватели, за които се пренася природен газ в периоди на по-голямо търсене, за сметка на мрежовите ползватели с равномерно потребление.

При определянето на стойността на множителите е важно да се отчете баланса между ефективното използване на мрежата и събираемостта на приходите на оператора. Ниските стойности на множителите стимулират мрежовите ползватели да резервират краткосрочни продукти, изглаждайки профила си на резервиране на капацитет. Високите стойности на множителите стимулират резервирането на дългосрочни продукти (годишни и продукти с продължителност повече от една година).

Отчитайки степента на сложност на преносната система на България и необходимостта да се гарантира недискриминационен достъп и да се елиминира кръстосаното субсидиране, операторът на преносната система предлага използването на единни множители и сезонни фактори както за точките на междусистемно свързване, така и за всички останали точки.

Съгласно чл. 13, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460 стойностите на множителите попадат в следните интервали:

а) за тримесечните стандартни продукти за капацитет и за месечните стандартни продукти за капацитет стойността на съответния множител трябва да бъде не по-малка от

1 и не по-голяма от 1,5;

б) за дневните стандартни продукти за капацитет и за стандартните продукти за капацитет в рамките на деня стойността на съответния множител трябва да бъде не по-малка от 1 и не по-голяма от 3. В надлежно обосновани случаи съответните множители могат да имат стойности по-малки от 1, но по-големи от 0, или съответно стойности по-големи от 3.

Предложените множители за газова година 2020/2021 са представени в Таблица 1.

Таблица № 1. Множители, използвани за образуването на цени за краткосрочни продукти

Капацитетни продукти	Тримесечни	Месечни	Дневни	В рамките на деня
Множители	1,3	1,4	2	2,5

Видно от горното, предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД множители за газова година 2020/2021 попадат в интервала, посочен в чл. 13, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460.

2. Сезонни коефициенти

Според дефиницията по чл. 3, т. 21 от Регламент (ЕС) 2017/460, сезонен коефициент означава коефициентът, отразяващ изменението на потреблението в рамките на годината, който може да се използва в комбинация със съответния множител.

Сезонните коефициенти се прилагат за образуване на цените на краткосрочни капацитетни продукти, като се вземе под внимание сезонността на потоците природен газ през годината. Целта на прилагането на сезонни фактори е да се стимулират мрежовите ползватели да използват газопреносната система през слабо натоварения сезон (лято), осигурявайки ефективно използване на преносната система. По този начин се цели намаляване на риска от претоварване на газопреносната система в условията на засилено търсене на природен газ, с което се избягва нуждата от допълнителни инвестиции за увеличение на междусистемния капацитет на преносната система. Изчисляването на предложените сезонни коефициенти се базира на средномесечни прогнозни количества пренесен природен газ за газовата година 2020/2021, в съответствие с чл. 15, параграфи от 2 до 6 от Регламент 2017/460.

Съгласно чл. 13, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/460, когато се използват сезонни коефициенти, средноаритметичната за газовата година стойност от производението на множителя, приложим за съответния стандартен продукт за капацитет, и съответните сезонни коефициенти, трябва да е в същия интервал като този за стойностите на съответните множители, посочени в параграф 1.

В Таблица 2 са представени предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД стойности на сезонните фактори.

Таблица № 2 Стойности на сезонните коефициенти по месеци

Сезонни коефициенти	Тримесечни	Месечни/Дневни/ В рамките на деня
Октомври	1,13	0,86
Ноември		1,11
Декември		1,42
Януари	1,27	1,48
Февруари		1,28
Март		1,03
Април	0,87	0,95

Май		0,88
Юни		0,79
Юли	0,73	0,70
Август		0,68
Септември		0,82

3. Отстъпки на изчислените тарифи за предоставяне на капацитетни продукти за характерни входни и изходни точки

Съгласно чл. 9, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460 за капацитетно базираните тарифи за пренос във входни точки от съоръжения за съхранение и изходни точки към съоръжения за съхранение се прилага отстъпка от поне 50%, освен ако (и в степента, в която) дадено съоръжение за съхранение, което е свързано към повече от една преносна или разпределителна мрежа, се използва като конкурентна алтернатива на точка на междусистемно свързване.

Съгласно параграф 2 от същия член, на входните точки от съоръжения за ВПГ и на входните точки от и изходните точки към инфраструктура, разработена с цел преодоляване на изолацията на държави членки по отношение на техните преносни системи, може да се прилага отстъпка за съответните капацитетно базирани тарифи за пренос с цел да се повиши сигурността на доставките. „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага следните отстъпки съгласно Регламент (ЕС) 2017/460:

3.1. Отстъпки от изчислените тарифи за предоставяне на капацитетни продукти за характерни входни и изходни точки

В качеството си на оператор на съоръжение за съхранение „Чирен“ (ПГХ „Чирен“), „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че наличието на газохранилище се отразява положително върху регулирането на пиковите потоци природен газ, както и за изглаждане на сезонните неравномерности на потреблението на природен газ. В тази връзка предлага отстъпката от тарифите за резервиране на капацитет на входна и изходна точка от/към съоръжение за съхранение на природен газ да бъде в размер на 80% от изчислените без прилагане на отстъпка тарифи. Въз основа на тези обстоятелства, може да се твърди, че по-ниските цени за пренос на входните точки от съоръженията за съхранение и на изходните точки към съоръженията за съхранение са получени от по-ефективното разпределение на разходите. Предложената отстъпка е в съответствие с чл. 9, ал. 1 от Регламент (ЕС) 2017/460.

Отстъпки за точки на свързване с газопреносната система с терминали за втечен природен газ и с инфраструктура за преодоляване на изолацията не се предвиждат поради липсата на наличието в газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, на такива входни и/или изходни точки.

3.2. Отстъпки за предоставяне на прекъсваеми капацитетни продукти

Начинът на определяне на отстъпките е регламентиран в чл. 16 от Регламент (ЕС) 2017/460.

Имайки предвид, че през последната изтекла газова година (2018/2019) не е отчетено прекъсване на точки на междусистемно свързване, породено от физическо претоварване, липсата на такова в индикативния сценарий за прогнозното търсене за газова година 2020/2021, както и липсата на исторически данни, необходими за изчисляване на вероятността от прекъсване, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за газова година 2020/2021 да се прилага отстъпка на база на реално измерена продължителност на прекъсването (ex-post отстъпка).

При прилагането на ex-post отстъпка цените на прекъсваемите капацитетни продукти ще бъдат еднакви с цените на твърдите капацитетни продукти, като при възникване на прекъсване, резервиралите прекъсваем капацитет ползватели ще бъдат компенсирани с отстъпка, определена съгласно разпоредбите на чл. 16 параграф 4 на

Регламент 2017/460, като стойността на отстъпката ще бъде равна на утроената цена за дневен капацитетен продукт, начислена върху реално прекъснатият капацитет в съответствие с формулата:

$$D = 3 \cdot C_{\text{дп}} \cdot C \cdot t , \text{ където}$$

D – отстъпка, лв.;

$C_{\text{дп}}$ – цена за дневен капацитетен продукт, лв./kWh/d;

C – действително прекъснат капацитет, kWh/h;

t - време за прекъсване, h.

Компенсирането на ползвателите с тази отстъпка ще бъде извършвано при определяне на месечните начисления за дължими суми по преноса на природен газ, извършвани след приключване на отчетния месец.

С оглед изложеното, на основание чл. 28, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460, преди да вземе мотивирано решение в съответствие с член 41, параграф 6, буква „а“ от Директива 2009/73/ЕО, Комисията следва да проведе консултация с националните регулаторни органи на всички директно свързани държави членки и със съответните заинтересовани страни относно предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД стойности на множителите, сезонни коефициенти и отстъпки.

Изказвания по т.5.:

Докладва А. Иванова. В КЕВР е получено писмо от „Булгартрансгаз“ ЕАД, с което са представени резултатите от проведена консултация съгласно Регламент (ЕС) 2017/460 относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ. Към писмото е приложен: документ на консултацията по чл. 26 от Регламента, който съдържа предложение за множители, сезонни фактори и отстъпки за характерни точки на газопреносната мрежа. Съгласно чл. 28, параграфи 1 и 2 от Регламента, КЕВР следва да проведе консултация с националните регулаторни органи на всички директно свързани държави членки и със заинтересованите страни, след което да вземе мотивирано решение относно: стойностите на множителите; ако е приложимо, стойностите на сезонните коефициенти; размерите на отстъпките.

Съгласно чл. 28, параграф 3 от Регламента, при приемането на това решение, националният регулаторен орган взема предвид получените отговори от консултацията и аспектите, които са посочени в чл. 28 от параграф 3.

Във връзка с това изискване на Регламента, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за ценови период 1 октомври 2020 - 30 септември 2021 г. множители, сезонни коефициенти и отстъпки за характерни точки на газопреносната система, като ги е обосновоало.

По отношение на множителите. Методологията за референтни цени определя тарифите за резервиране на капацитетни продукти чрез изчисляване на референтни цени за годишни стандартни капацитетни продукти. За такива продукти референтната цена се използва като резервационна цена, докато останалите цени за резервиране на краткосрочни стандартни капацитетни продукти се изчисляват чрез прилагане на множители и сезонни фактори към изчислената за съответната точка и посока на потока референтна цена. Отчитайки степента на сложност на преносната система на България и необходимостта да се гарантира недискриминационен достъп и да се елиминира кръстосаното субсидиране, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага използването на единни множители и сезонни фактори както за точките на междусистемно свързване, така и за всички останали точки.

По отношение на сезонни коефициенти. Те се прилагат за образуване на цените на краткосрочни капацитетни продукти, като се вземе под внимание сезонността на потоците природен газ през годината. Целта на прилагането им е да се стимулират мрежовите ползватели да използват газопреносната система през слабо натоварения сезон, осигурявайки ефективно използване. По този начин се цели намаляване на риска от претоварване на газопреносната система при засилено търсене на природен газ и се

избягва нуждата от допълнителни инвестиции за увеличение на междусистемния капацитет на преносната система. Изчисляването на предложените коефициенти е в съответствие с чл. 15, параграфи от 2 до 6 от Регламент 2017/460.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага отстъпки съгласно Регламента. Това са отстъпки от изчислените тарифи за предоставяне на капацитетни продукти за характерни входни и изходни точки. Дружеството предлага отстъпката от тарифите за резервиране на капацитет на входна и изходна точка от/към съоръжение за съхранение на природен газ да бъде в размер на 80% от изчислените без прилагане на отстъпка тарифи. Това е в съответствие с чл. 9, ал. 1 от Регламента.

Дружеството предлага и отстъпки за предоставяне на прекъсваеми капацитетни продукти. За газова година 2020/2021 дружеството предлага отстъпка на база на реално измерена продължителност на прекъсването (ex-post отстъпка). При нейното прилагане цените на прекъсваемите капацитетни продукти ще бъдат еднакви с цените на твърдите капацитетни продукти, като при възникване на прекъсване, резервиралите прекъсваем капацитет ползватели ще бъдат компенсирани с отстъпка, определена съгласно разпоредбите на чл. 16 параграф 4 на Регламента.

С оглед изложеното, на основание чл. 28, параграф 1 от Регламента, преди да вземе мотивирано решение, Комисията следва да проведе консултация с националните регулаторни органи на всички директно свързани държави членки и със съответните заинтересовани страни относно предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД стойности на множителите, сезонни коефициенти и отстъпки.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ и чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:

- 1. Да приеме настоящия доклад;*
- 2. Да приеме проект на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти;*
- 3. Проектът на решение по т. 2 да бъде консултиран с националните регулаторни органи на Р Гърция и Р Румъния;*
- 4. Да определи дата, час и място за провеждане на консултация със заинтересованите лица на проекта на решение по т. 2, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията, както и 14-дневен срок за представяне на становища. Консултацията да бъде проведена по реда на Решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1 на Комисията за енергийно и водно регулиране;*
- 5. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в консултацията на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица – настоящи или бъдещи ползватели на газопреносната система.*

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

И. Иванов каза, че насрочва провеждането на обществена консултация на 13.08.2020 г. от 10:30 часа.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ и чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-652 от 27.07.2020 г. относно Консултация относно

отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ;

2. Приема проект на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти;

3. Проектът на решение по т. 2 да бъде консултиран с националните регулаторни органи на Р Гърция и Р Румъния;

4. Насрочва провеждане на консултация на проект на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ по т.2 на 13.08.2020 г. от 10:30 часа, която да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. За участие в консултацията на проект на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ по т. 2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – настоящи или бъдещи ползватели на газопреносната система;

6. Проектът на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ, датата и часът на провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;

7. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2 на страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка пета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

Решението е взето с **осем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - за и Пенка Трендафилова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.6. Комисията разгледа доклад с вх. № О-Дк-362/24.07.2020 г. относно **финансов отчет на Комисия за енергийно и водно регулиране към 30.06.2020 г.**

В изпълнение на чл. 20, т. 7 от Закона за енергетиката Председателят на КЕВР внесе годишния отчет и периодичните финансови отчети на КЕВР за приемане от комисията.

Финансов отчет на Комисия за енергийно и водно регулиране към 30.06.2020 г.

Съгласно Закона за държавния бюджет на Република България за 2020 г., утвърденият бюджет на Комисията, е както следва:

- Приходи 10 705,0 хил.лв.;
- Разходи 9 331,9 хил.лв.;

- Бюджетно взаимоотношение с ЦБ (-131,0) хил.лв.;
- Бюджетно салдо (излишък) (-1 242,1) хил.лв.

I. ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ И ПРОМЕНИ ПО БЮДЖЕТА НА КЕВР

За периода 01.01.2020-30.06.2020 г. по бюджета на КЕВР са извършени вътрешно-компенсирани промени.

Бюджетът на КЕВР и отчета към 30.06.2020 г. в обобщен вид е, както следва:

Показатели	План (хил. лв.)	Отчет (хил. лв.)
Приходи: в т.ч.:	10 705,0	5 478,1
- приходи от такси	10 515,0	5 458,4
- глоби, санкции и наказателни лихви	181,0	2,6
- приходи и доходи от собственост	9,0	4,6
- други неданъчни приходи		12,5
Разходи: в т.ч.:	9 331,9	2 999,6
- персонал	7 215,3	2 670,0
- текуща издръжка	1 340,6	327,8
- капиталови разходи	776,0	1,8

Приходи

В изпълнение на регулаторните си правомощия по Закона за енергетиката (ЗЕ) и по Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги (ЗРВКУ) комисията събира такси за разглеждане на заявления, издаване на сертификати, лицензионни такси, такси за регистрация на експерти и други.

Размерът на таксите, редът и сроковете за заплащането им са определени с Тарифи, приети с ПМС № 266 от 2004 г. и ПМС № 49 от 2006 г.

По приходен параграф 24-00 „Приходи и доходи от собственост“ при план **9,0 хил.лв.**, към 30.06.2020 г. е отчетен приход от наем на три ведомствени апартамента в размер на **2,6 хил.лв.**

По приходен параграф 25-00 „Държавни такси“ при план **10 515,0 хил.лв.**, към 30.06.2020 г. събраните приходи от държавни такси възлизат на **5 458,4 хил.лв.** Енергийните дружества и В и К операторите своевременно са уведомявани по факс, електронна поща и/или с писма за дължимите от тях суми и са поканени доброволно да ги заплатят. Някои от тях са в процес на издължаване на дължимите такси, а за незаплатилите – се прилага утвърдената процедура в КЕВР по установяване на публично държавно вземане и принудителното им събиране чрез Териториалните дирекции на Националната агенция по приходите (ТД на НАП).

По приходен параграф 28-00 „Глоби, санкции и наказателни лихви“ при план **181,0 хил.лв.**, към 30.06.2020 г. са отчетени средства в размер на **2,6 хил.лв.**, представляващи събрани лихви за просрочие, начислени върху незаплатени в срок държавни такси, съгласно двете Тарифи за таксите по ЗЕ и ЗРВКУ; както и събрани и разпределени суми за принудително събиране на Наказателно постановление от съответната ТД на НАП по отношение на "Сисайд пропъртис" ООД. В справка и обяснителна записка е представен подробен анализ на просрочените вземания, както и предприетите действия за тяхното събиране.

Към 30.06.2020 г. просрочените вземания на КЕВР са в размер на общо **2 720,5 хил.лв.** и намират счетоводно отражение по сметка 4301 „Вземания от данъци, осигурителни вноски, такси и административни глоби и санкции“ и сметка 4303 „Разчети

за лихви върху вземания от данъци, вноски, такси и административни глоби и санкции“.

Разпределени по сектори просрочените вземания са, както следва:

- от топлофикационни дружества - 333,9 хил.лв.
- от газови дружества - 136,6 хил.лв.
- от електро дружества - 1 620,1 хил.лв.
- от В и К оператори - 606,0 хил.лв.
- други - 23,9 хил.лв.

От общата сума на просрочените вземания, вземанията с предприети действия за установяване на публично държавно вземане към 30.06.2020 г. възлизат на **2 485,9 хил.лв.**, от които вече предадени производства за принудително събиране от ТД на НАП са вземания в размер на **2 335,7 хил.лв.**

От друга страна събраните и разпределени суми от ТД на НАП в полза на КЕВР са в размер на **32,9 хил.лв.**

По приходен параграф 36-00 „Други неданъчни приходи“ са отчетени средства в размер на 12,6 хил.лв., като същите са обяснени в разшифровка към отчета.

По приходен параграф 37-00 “Събран и внесен ДДС и други данъци върху продажбите (нето)” е отчетена сумата на внесения данък върху приходите от стопанска дейност в размер на 136 лв. (-).

Разходи

Към 30.06.2020 г. при утвърден план на разходите от **9 331,9** хил.лв. са разходвани средства в размер на **2 999,6** хил. лв. или 32,14 % от бюджета.

По показател **„Персонал“** при годишен план **7 215,3** хил.лв., са разходвани средства в размер на **2 670,0** хил. лв., което представлява 37 % от бюджета.

В параграф 10-00 “Издръжка” при годишен план **1 223,0 хил. лв.** са изразходвани средства в размер на **271,7 хил. лв.**, което представлява 22,22 % от бюджета.

По показател **“Капиталови разходи”** при годишен план **776,0 хил.лв.** са изразходвани средства в размер на **1,8 хил.лв.**, което представлява 0,23 % от бюджета по този показател.

Към 30.06.2020 г. по проект BG05SFOP001-2.012 „Развитие на аналитичния капацитет на Комисия за енергийно и водно регулиране“ са отчетени разходи в размер на 28 103,73 лв. в отчетна група „Сметки за средства от Европейския съюз“ - СЕС-КСФ.

Изказвания по т.6.:

Докладва Е. Сматракалева. В изпълнение на чл. 20, т. 7 от Закона за енергетиката, председателят на КЕВР внася годишния отчет и периодичните финансови отчети на КЕВР за приемане от Комисията. В тази връзка работната група представя на вниманието на Комисията финансовия отчет на КЕВР към 30.06.2020 г. В обобщен вид отчетът към 30.06.2020 г. е както следва:

- Приходи: по план: 10 705,0; отчет: 5 478,1;
- Приходи от такси: по план: 10 515,0; отчет: 5 458,4;
- Глоби, санкции и наказателни лихви: по план: 181,0; отчет: 2,6;
- Приходи и доходи от собственост: по план: 9,0; отчет: 4,6;
- Други неданъчни приходи: отчет: 12,5;
- Разходи: в т.ч.: по план: 9 331,9; отчет: 2 999,6;
 - персонал : по план: 7 215,3; отчет: 2 670,0;
 - текуща издръжка: по план: 1 340,6; отчет: 327,8;
 - капиталови разходи: по план: 776,0; отчет: 1,8.

Към 30.06.2020 г. просрочените вземания на КЕВР са в размер на общо 2 720,5 хил. лв. От общата сума на просрочените вземания, вземанията с предприети действия за установяване на публично държавно вземане към 30.06.2020 г. възлизат на 2 485,9 хил. лв., от които вече предадени производства за принудително събиране от ТД на НАП са вземания в размер на 2 335,7 хил.лв. От друга страна събраните и разпределени суми от ТД на НАП в полза на КЕВР са в размер на 32,9 хил.лв. В общ размер изпълнението на

разходите към 30.06.2020 г. представлява 32,14% от бюджета. По показател „Персонал“ изпълнението е 37 % от бюджета. изпълнението на „Издържка“ е 22,22 % от бюджета. По показател „Капиталови разходи“ изпълнението в 0,23 %. Към 30.06.2020 г. по проект „Развитие на аналитичния капацитет на Комисия за енергийно и водно регулиране“ са отчетени разходи в размер на 28 103,73 лв. В тази връзка, работната група предлага на КЕВР да вземе следното решение:

1. Приема финансовия отчет на Комисия за енергийно и водно регулиране към 30.06.2020 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид гореизложеното,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Приема финансовия отчет на Комисия за енергийно и водно регулиране към 30.06.2020 г.

В заседанието по **точка шеста** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

Решението е взето с **осем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - за и Пенка Трендафилова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката и **два гласа** (Димитър Кочков и Пенка Трендафилова) на членовете на Комисията със стаж във ВиК сектора.

По т.7. Комисията, след като разгледа **заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 23.07.2020 г., подадено от „Булгаргаз“ ЕАД за издаване на разрешение за извършване на сделки, които водят или могат да доведат до нарушаване на сигурността на снабдяването вследствие на задлъжнялост на енергийното предприятие, установи следното:**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 23.07.2020 г. от „Булгаргаз“ ЕАД на основание чл. 21, ал. 1, т. 23, предложение второ от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 92, ал. 1, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ), с искане за издаване на разрешение за извършване на сделки на стойност повече от десет на сто от активите на лицензианта съгласно последния одитиран годишен финансов отчет, а именно: договор за банков кредит. Към заявлението дружеството е представило следните документи: копие от проект на договор за кредит между (...); прогнозен финансов отчет и обосновка, съдържаща анализ на възможностите на „Булгаргаз“ ЕАД да генерира парични средства; проект на (...); препис от Протокол (...) от проведено заседание на Съвета на директорите на „Булгаргаз“ ЕАД; препис-извлечение от неприсъствен Протокол (...) на Съвета на директорите на БЕХ ЕАД; информация относно усвоения размер на средствата по сключените от „Булгаргаз“ ЕАД действащи договори за кредит тип овърдрафт и съответно оставащата част от подлежащите на погасяване суми, с посочване на крайния срок за погасяването им.

Със Заповед № 3-Е-128 от 28.07.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група със задача да извърши преглед и проучване на подаденото заявление и

приложенията към него за установяване на основателността на искането.

С писмо с изх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 27.07.2020 г. от заявителя са изискани допълнителни данни и документи, които са представени с писмо с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 27.07.2020 г. В тази връзка заявителят е уточнил, че предоставянето на обезпечение под формата на банкова гаранция (...) е свързано със сключване на договор за кредит (...).

С оглед на горното, „Булгаргаз“ ЕАД е направило и допълнително искане за даване на разрешение по чл. 92, ал. 1, т. 3 от НЛДЕ за издаване на банкова гаранция в полза на (...).

Въз основа на предоставената информация и документи от заявителя и извършеното проучване по преписката, Комисията установи следното:

„Булгаргаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър на Агенцията по вписванията към Министерството на правосъдието с ЕИК 175203485, със седалище и адрес на управление: гр. София 1000, район Сердика, ул. „Петър Парчевич“ № 47, с предмет на дейност: обществена доставка на природен газ и свързаните с нея покупка и продажба, закупуване на природен газ с цел неговото съхранение в газово хранилище, маркетингови проучвания и анализи на пазара на природен газ в страната.

Регистрираният капитал на „Булгаргаз“ ЕАД е в размер на 231 698 584 лв. Целият размер на капитала на дружеството е записан и изцяло внесен от едноличния собственик на капитала БЕХ ЕАД с ЕИК 831373560. Правата на държавата като едноличен собственик на капитала на БЕХ ЕАД се упражняват от министъра на енергетиката.

„Булгаргаз“ ЕАД е с едностепенна система на управление, като органи на управление на дружеството са: едноличен собственик на капитала – БЕХ ЕАД, който решава въпросите от компетентността на Общото събрание, и Съвет на директорите (СД) в състав Петьо Ангелов Иванов, Илиян Кирилов Дуков и Николай Ангелов Павлов – изпълнителен директор.

„Булгаргаз“ ЕАД е лицензиант по смисъла на ЗЕ, като притежава лицензия № Л-214-14 от 29.11.2006 г. за дейността „обществена доставка на природен газ“ за срок от 35 години.

Със заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 23.07.2020 г. и с допълнително писмо с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 27.07.2020 г. „Булгаргаз“ ЕАД е поискало издаване на разрешение за сключване на договор за кредит, издаване на банкова гаранция и (...)

В подкрепа на искането си за даване на разрешение от КЕВР за извършване на посочените сделки, „Булгаргаз“ ЕАД е изложило следните аргументи:

(...)

Видно от приложения препис от Протокол (...) от проведено заседание на Съвета на директорите на „Булгаргаз“ ЕАД, (...), управителният орган на дружеството единодушно е одобрил: даване на (...) банкова гаранция, (...); сключване на договор за кредит (...).

Съгласно чл. 20, ал. 2, т. 11 от Устава на „Булгаргаз“ ЕАД, едноличният собственик на капитала дава разрешение за сделки, за които е необходимо разрешение от КЕВР. В тази връзка е представен препис-извлечение от неписъствен Протокол (...) на Съвета на директорите (СД) на БЕХ ЕАД (...), видно от който СД на БЕХ ЕАД е взел следните решения:

1. Одобрява даване на (...) на банкова гаранция (...)
- (...);
- (...);
- (...);
- (...).

Одобрява сключване от „Булгаргаз“ ЕАД на договор за кредит (...)

I. Проект на договор за кредит

Основните параметри на договора за кредит са следните:

1. Предмет на сделката е предоставяне на необвързан кредит (...)
2. Цел на кредита: кредитополучателят ще използва средствата по кредита за издаване на банкова гаранция (...).
3. Срок – крайният срок за усвояване по договора е (...)
4. Изпълнение на предварителни условия: кредитополучателят не може да отправя искане за усвояване (включително чрез издаване на банкова гаранция), преди да бъдат изпълнени всички предварителни условия на банката.
5. Комисиона за издаване на гаранцията: (...), дължима и платима в началото на всяко тримесечие, считано от датата на издаване на гаранцията, в периода, през който гаранцията е валидна.
6. Наказателна лихва: (...) върху неизплатената част от дължимата сума, считано от датата на неизпълнение до датата, на която банката е получила пълно плащане.
7. Погасяване: кредитополучателят се задължава да плати сумата на дълга по кредита и да осигури пълно (...) по отношение на гаранцията незабавно след като получи уведомление от банката за направен иск за плащане по гаранцията.
8. Обезпечение: за обезпечаване на вземанията на банката във връзка с предоставения кредит, включително главница, лихви, такси, неустойки, комисиони и разноски, е предвидено кредитополучателят да предостави в полза на банката (...)
9. Допълнителни условия:
Видно от (...) от проекта на договор, за срока на действие на този договор кредитополучателят („Булгаргаз“ ЕАД) се задължава (...).
Кредитополучателят се задължава да предостави на банката (...).

II. Проект на банкова гаранция:

Основните параметри на проекта на банкова гаранция са следните:

1. Предмет: обезпечаване на изпълнението на задълженията на „Булгаргаз“ ЕАД по (...).
2. Срок на банковата гаранция(...).
3. Комисионата по издаване и поддържане на гаранцията (...).
4. Приложимо право: банковата гаранция и всички недоговорни задължения или спорове, породени от или във връзка с нея, се уреждат от (...).

III. Финансово обезпечение:

Основните параметри на финансовото обезпечение са следните:

(...).

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 23, предл. второ от ЗЕ, КЕВР разрешава извършването на сделки, които водят или могат да доведат до нарушаване сигурността на снабдяването вследствие на задължнялост на енергийното предприятие. Сделките от обхвата на посочената разпоредба са конкретизирани в чл. 92, ал. 1, т. 3 от НЛДЕ, а именно: извършване на сделки на стойност повече от 10 на сто от активите на лицензианта съгласно последния одитиран годишен финансов отчет.

В конкретния случай, видно от условията на проекта на договора за кредит, същият, банковата гаранция, издадена от (...), представляват сделки, всяка от които на обща стойност повече от 10 на сто от активите на лицензианта съгласно последния одитиран годишен финансов отчет, поради което попадат в приложното поле на чл. 21, ал. 1, т. 23, предл. второ от ЗЕ, във връзка с чл. 92, ал. 1, т. 3 от НЛДЕ. В тази връзка, е необходимо да бъде установено съвкупното влияние на всички задължения, произтичащи от тези сделки, върху финансовото състояние на лицензианта, с оглед преценката дали сключването на тези сделки води или може да доведе до нарушаване на сигурността на снабдяването вследствие на задължнялост на енергийното предприятие. Тази преценка, следва да бъде извършена въз основа на анализ на финансово-икономическото състояние на „Булгаргаз“ ЕАД.

Горният анализ е направен на база одитирания годишен финансов отчет на „Булгаргаз“ ЕАД за 2019 г. и прогнозния финансов отчет за всеобхватния доход и парични

потоци за последните две тримесечия на 2020 г. и за първите две тримесечия на 2021 г., като резултатите от този анализ са, както следва:

Общите приходи на дружеството за годината са 1 404 739 хил. лв. Структурата на общите приходи включва приходи от продажба на природен газ, други приходи в т.ч. приходи от неустойки по просрочени вземания, възстановени съдебни разноски и др. Приходите от продажба на природен газ са в размер на 1 383 428 хил. лв., другите приходи са в размер на 21 311 хил. лв.

Разходите по икономически елементи на дружеството за 2019 г. са в размер на 1 364 297 хил. лв. С най-голям относителен дял от разходите е себестойността на продадения природен газ в размер на 1 353 232 хил. лв., следвани от разходите за външни услуги в размер на 7151 хил. лв. През 2019 г. дружеството е осъществило реинтегрирана обезценка на вземанията в размер на 629 хил. лв. Разходите за възнаграждения и осигуровки са в размер на 2981 хил. лв., разходите за провизии са 593 хил. лв., другите разходи са 475 хил. лв., разходите за амортизации са 430 хил. лв. и за материали са 64 хил. лв.

Резултатът от оперативна дейност за 2019 г. е печалба в размер на 40 442 хил. лв. Нетният резултат от финансовите приходи и разходи за 2019 г. е отрицателен в размер на 2097 хил. лв. Печалбата на дружеството за годината преди облагане с данъци е в размер на 38 345 хил. лв.

Нетната печалба на дружеството за 2019 г. е в размер на 34 429 хил. лв.

Към края на 2019 г. регистрираният акционерен капитал е в размер на 231 698 хил. лв. Законите резерви са в размер на 7367 хил. лв., а други резерви са на стойност 37 хил. лв. Собственият капитал на дружеството е 239 664 хил. лв. за 2019 г., като включва акционерен капитал, резерви в размер на 7404 хил. лв., и неразпределена печалба в размер на 562 хил. лв.

Общо нетекущите и текущите активи на дружеството за 2019 г. са в размер на 426 723 хил. лв. Нетекущите активи са 21 456 хил. лв., а текущите активи възлизат на 405 267 хил. лв.

Общо нетекущите и текущите пасиви на дружеството са 187 059 хил. лв. през 2019 г. Нетекущите пасиви на дружеството са 50 963 хил. лева, а текущите пасиви са в размер на 136 096 хил. лв.

Нетният паричен поток от оперативна дейност на дружеството през 2019 г. е отрицателен в размер на 50 790 хил. лв. Той е формиран от разликата между постъпленията от клиенти за продаден природен газ и плащания към доставчици за закупен природен газ. Нетните парични потоци от инвестиционна дейност са положителни и са в размер на 2503 хил. лв. Нетните парични потоци от финансова дейност са положителни и са в размер на 48 267 хил. лв. или увеличение спрямо 2018 г. с 74 505 хил. лв., дължащо се на изплатени дивиденди на БЕХ ЕАД и извършени плащания по финансиращи споразумения. Паричните средства и еквиваленти в началото на годината са 100 хил. лв., а паричните средства и еквиваленти в края на годината са 80 хил. лв.

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Булгаргаз“ ЕАД за 2019 г.:

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е 11,17 за 2019 г., което е показател, че дружеството притежава необходимия собствен капитал за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на текуща ликвидност е 2,98 за 2019 г. и показва, че наличните текущи активи могат да покрият почти три пъти текущите пасиви на дружеството.

Коефициентът на финансова автономност, показващ степента на независимост от ползване на привлечени средства, е със стойност 1,28 за 2019 г., което е индикатор, че дружеството е разполагало с достатъчно собствен капитал за покриването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

От стойностите на горепосочените показатели, изчислени на база обща балансова структура за 2019 г., може да се определи, че общото финансово-икономическо състояние

на „Булгаргаз“ ЕАД е много добро.

От анализа на прогнозни отчети за всеобхватния доход и парични потоци за последните две тримесечия на 2020 г. и за първите две тримесечия на 2021 г. е видно следното:

Прогнозните финансови отчети представят възможностите на „Булгаргаз“ ЕАД да генерира парични средства за покриване на разходите за издаване и поддържане на банкова гаранция. За тримесечията от периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. прогнозираните приходи от продажба на природен газ са в размер на (...), като себестойността на продадения газ е в размер на (...). Финансовите отчети са разработени въз основа на прогноза за очакваните цени на природния газ през посочения период. Заявителят е представил приходите от продажба на природен газ по видове дейности – регулиран, нерегулиран и организиран борсов пазар.

Очакваното увеличение на (...), както и повишеното потребление през есенно-зимния период, води до увеличение на прогнозираните приходи от продажба на природен газ.

Очакваните приходи от продажба на природен газ по тримесечия са следните: III тримесечие на 2020 г. – (...), от които за регулирана дейност – (...); IV тримесечие на 2020 г. – (...), от които за регулирана дейност – (...) I тримесечие на 2021 г. – (...), от които за регулирана дейност – (...) и II тримесечие на 2021 г. – (...), от които за регулирана дейност – (...). Общият размер на прогнозираните приходи е (...), като структурата на общите приходи включва още и други приходи в размер на (...). Финансови приходи не са прогнозирани.

Приходите, прогнозирани от „Булгаргаз“ ЕАД през първото тримесечие на 2021 г., са (...).

Общите разходи по икономически елементи по тримесечия са следните: III тримесечие на 2020 г. – (...); IV тримесечие на 2020 г. – (...); I тримесечие на 2021 г. – (...) и II тримесечие на 2021 г. – (...) или общо разходи по икономически елементи в размер на (...). От тях с най-голям дял е себестойността на предвидените количества природен газ в размер на (...), от които за регулаторната дейност са (...) хил. лв.

Разходите за външни услуги са прогнозирани за периода в размер на (...). Разходите за възнаграждения и осигуровки са (...), други разходи са в размер на (...), разходите за амортизации са (...) и за материали са (...). Финансовите разходи са прогнозирани в размер на (...).

Прогнозираната от дружеството печалба от оперативната дейност за периода е в размер на (...), а общата нетна печалба е в размер на (...). Дружеството прогнозира нетна печалба, представена по тримесечия, както следва: III тримесечие на 2020 г. – (...); IV тримесечие на 2020 г. – (...); I тримесечие на 2021 г. – (...). За II тримесечие на 2021 г. дружеството е прогнозирано загуба в размер на (...).

„Булгаргаз“ ЕАД е представило прогнозни парични потоци, посочени по периоди в таблицата, както следва:

Параметри	III трим. 2020 г. (хил. лв.)	IV трим. 2020 г. (хил. лв.)	I трим. 2021 г. (хил. лв.)	II трим. 2021 г. (хил. лв.)
Нетен паричен поток от оперативна дейност	(...)	(...)	(...)	(...)
Нетен паричен поток от инвестиционна дейност	(...)	(...)	(...)	(...)
Нетен паричен поток от финансова дейност	(...)	(...)	(...)	(...)
Нетно увеличение (намаление) на паричните средства и еквиваленти през периода	(...)	(...)	(...)	(...)
Парични средства и еквиваленти в началото на периода	(...)	(...)	(...)	(...)
Парични средства и еквиваленти в края на периода	(...)	(...)	(...)	(...)

От представените прогнозни парични потоци е видно, че очакваните парични постъпления са от основната търговска дейност на дружеството – приходи от продажба на

природен газ. Прогнозираните плащания са към доставчици – за покупка на природен газ, по сделки със свързани лица, към други контрагенти, по трудови възнаграждения и осигуровки, данъци, както и други плащания, свързани с оперативната дейност на дружеството.

Плащанията при инвестиционната дейност на дружеството са свързани основно с разходи за придобиване на нематериални активи, като са предвидени и средства за закупуване на дълготрайни материални активи.

По отношение на финансовата дейност са прогнозирани плащания на главница по договори за лизинг, както и по банкови гаранции и такси.

При така заложените параметри и допускания, прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всеки от периодите и показват, че „Булгаргаз“ ЕАД ще притежава възможности да генерира достатъчно парични средства и ще разполага с необходимия паричен ресурс за обслужване на задълженията по договора за банков кредит, както и да изпълнява лицензионните си задължения.

С оглед на горното, ако „Булгаргаз“ ЕАД спази заложените параметри в представените финансови отчети, очакваните парични потоци на дружеството за периода на действие на банковия кредит ще гарантират изпълнение на лицензионните задължения, както и необходимия паричен ресурс за обслужване на договора за кредит и (...).

Предвид гореизложеното, КЕВР счита, че разглежданите сделки няма да доведат до нарушаване осъществяването на лицензионната дейност и сигурността на снабдяването вследствие на задължнялост на дружеството.

Изказвания по т.7.:

Докладва Е. Маринова. Докладът е по повод постъпило заявление от „Булгаргаз“ ЕАД (на основание чл. 21, ал. 1, т. 23 от Закона за енергетиката) с искане за издаване на разрешение за извършване на сделки, които водят или могат да доведат до задължнялост на енергийното предприятие. Разрешението на сделките включва договор за банков кредит, който съдържа условия за издаване на банкова гаранция, както и за предоставяне на обезпечение под формата на залог върху парични вземания. Като фактически причини за исканото разрешение „Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че между него и (...) е сключен договор за покупко-продажба на природен газ, съгласно условията на който „Булгаргаз“ ЕАД е следва да предостави в полза на (...) обезпечение под формата на банкова гаранция. Размерът на банкова гаранция е на стойност повече от 10 на сто от активите на „Булгаргаз“ ЕАД съгласно последния одитиран финансов отчет на дружеството за 2019 г. Тези сделки влизат в обхвата на чл. 21, ал. 1, т. 23, предложение второ от Закона за енергетиката и на чл. 92, ал. 1, т. 3 от Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката, тъй като всяка от тях представлява сделка с обща стойност повече от 10 на сто от активите на лицензианта. Поради тази причина сделките подлежат на разрешаване от Комисията, като същевременно е необходимо да бъде установено и тяхното съвкупно влияние върху финансовото състояние на „Булгаргаз“ ЕАД. Тази преценка се обосновава на извършването на анализ на финансово-икономическото състояние на дружеството.

Г. Дечева представи резултатите от извършения финансово-икономически анализ. Той е направен на база одитиран годишен финансов отчет на дружеството за 2019 г. и прогнозния финансов отчет за всеобхватния доход и паричните потоци за последните две тримесечия на 2020 г. и за първите две тримесечия на 2021 г. За 2019 г. „Булгаргаз“ ЕАД е на печалба, като показателите за финансово-икономическото състояние са над единица. Това означава, че дружеството е притежавало необходимия собствен капитал за инвестиране в нови дълготрайни активи. Наличните му текущи активи са могли да покрият почти три пъти текущите пасиви на дружеството. Дружеството е разполагало с достатъчно собствен капитал за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения. Общото финансово-икономическо състояние на „Булгаргаз“ ЕАД е много добро. Заложените параметри и допускания на прогнозираните парични наличности са с положителна стойност в края на всеки от периодите и показват, че „Булгаргаз“ ЕАД притежава възможности да

генерира достатъчно парични средства, ще разполага с необходимия паричен ресурс за обслужване на задълженията по договора за банков кредит, както и да изпълнява лицензионните си задължения. Във връзка с гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 23, предложение второ от Закона за енергетиката във връзка с чл. 92, ал. 1, т. 3 и ал. 4 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията за енергийно и водно регулиране да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да даде разрешение на „Булгаргаз“ ЕАД да сключи исканите сделки.

А. Йорданов каза, че има формална бележка към проекта на решение. Последната точка трябва да се допълни, тъй като „исканите сделки“ предполага в съвкупността им да влизат и сделки, които не са описани в настоящия доклад.

Г. Дечева каза, че това, което е прочела, е край на доклада. В проекта на решение са описани всичките сделки, които се разрешават.

А. Йорданов каза, че при това положение тази забележка отпада.

Г. Дечева каза, че проектът на решение ще бъде качен на сайта на Комисията.

А. Йорданов обърна внимание, че членовете на Комисията са получили материалите доста късно и затова не е разгледал добре проекта на решение. А. Йорданов каза на председателя, че желае да се посочи от коя дата е заявлението на „Булгаргаз“ ЕАД за разрешаване на сделката.

И. Иванов отговори, че заявлението е от 23.07.2020 г.

А. Йорданов каза, че точката е включена като извънредна в дневния ред, но е било добре работната група да мотивира извънредния характер на заседанието и кое налага извънредното включване. Разрешаването на такива сделки е рутинна дейност. Добре е това да остане в протокола.

И. Иванов каза, че в частта, която е докладвана от Е. Маринова, е казано, че „Булгаргаз“ ЕАД, който трябва да получи от (...) едно наистина голямо количество природен газ от порядъка на един милиард кубически метра, е задължено съгласно условията на договора за доставка да предостави обезпечение под формата на банкова гаранция. Размерът на банковата гаранция е повече от 10% от активите на „Булгаргаз“ ЕАД. По независещи от Комисията причини, необходимостта да се предостави достъп на КЕВР до всички изискуеми документи за подобно произнасяне са налагали съгласие от страна на ръководството на БЕХ ЕАД. Това разрешение е дадено след близо 20-дневен престой на документите в БЕХ ЕАД. Поради тази причина Комисията е трябвало да се произнесе в наистина съкратен срок. И. Иванов каза, че благодари на работната група, защото до 31.07.2020 г. включително е необходимо от българска страна да се потвърди съгласието и респективно банката да съобщи за съгласието на КЕВР за даване на това обезпечение. Това е причината. И. Иванов допълни, че се стреми да спазва тези срокове. В случая общественият интерес, свързан с диверсификацията на доставките в началото на 2021 г. е изисквал това извънредно усилие на работната група и предоставяне на доклада по-късно от предвидените в Правилника на КЕВР два работни дни за запознаване на членовете на Комисията с документите.

А. Йорданов благодари за направеното пояснение и каза, че от посоченото разбира, че става въпрос за непълнота в първоначалното заявление. А. Йорданов допълни, че се надява да е била отстранена в законоустановения срок.

И. Иванов каза, че според него е ясно, че закъснение в действията на Комисията няма, а напротив – работната група е действала изключително отговорно.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 23, предл. второ от Закона за енергетиката, във връзка с чл. 92, ал. 1, т. 3 и ал. 4 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Разрешава на „Булгаргаз“ ЕАД да сключи със (...), договор за банков кредит, който включва и условия за издаване на банкова гаранция в полза на (...), както и предоставяне на залог върху парични вземания в полза на (...), съгласно представения проект към заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 23.07.2020 г.

В заседанието по **точка седма** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

Решението е взето с **осем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - за и Пенка Трендафилова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-650 от 27.07.2020 г. относно Годишен доклад до Европейската комисия и до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори относно дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране във връзка с развитието на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ.

2. Приема Годишен доклад до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и до Европейската комисия относно дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране във връзка с развитието на вътрешния пазар на електроенергия и природен газ за 2019 г.;

3. Докладът по т. 2 да бъде изпратен на Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и на Европейската комисия.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад с вх. № О-ДК-363 от 24.07.2020 г. относно одобряване на резултатите на Дейност 1 от проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“ с приложения;

2. Приема и одобрява резултатите от Дейност 1 от Проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“;

3. Да уведоми Европейската банка за възстановяване и развитие за одобряването на резултатите по Дейност 1 от Проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-651 от 27.07.2020 г. относно проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020);

2. Приема проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020);

3. Насрочва обществено обсъждане на проекта на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020) по т. 2 на 13.08.2020 г. от 10:00 ч., което да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в общественото обсъждане на проекта на образец на типов договор по § 15,

ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020) по т. 2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

5. Проектът на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020), датата и часът на провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

6. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2 на страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

По т.4. както следва:

Одобрява Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020-2029 г.

По т.5. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-652 от 27.07.2020 г. относно Консултация относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ;

2. Приема проект на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти;

3. Проектът на решение по т. 2 да бъде консултиран с националните регулаторни органи на Р Гърция и Р Румъния;

4. Насрочва провеждане на консултация на проект на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ по т.2 на 13.08.2020 г. от 10:30 часа, която да се проведе по реда на решение по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. За участие в консултацията на проект на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ по т. 2 да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – настоящи или бъдещи ползватели на газопреносната система;

6. Проектът на решение относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ, датата и часът на провеждане на обществено обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране;

7. Определя 14-дневен срок за предложения и становища във връзка с публикувания проект по т. 2 на страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

По т.6. както следва:

Приема финансовия отчет на Комисия за енергийно и водно регулиране към 30.06.2020 г.

По т.7. както следва:

Разрешава на „Булгаргаз“ ЕАД да сключи със (...), договор за банков кредит, който включва и условия за издаване на банкова гаранция в полза на (...), както и предоставяне на залог върху парични вземания в полза на (...), съгласно представения проект към заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 23.07.2020 г.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-650 от 27.07.2020 г. относно Годишен доклад до Европейската комисия и до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори относно дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране във връзка с развитието на вътрешния пазар на

електроенергия и природен газ.

2. Доклад с вх. № О-ДК-363 от 24.07.2020 г. относно одобряване на резултатите на Дейност 1 от проект № BG05SFOP001-2.012-0001 „Повишаване на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“ с приложения.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-651 от 27.07.2020 г. относно проект на образец на типов договор по § 15, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 2020).

4. Решение на КЕВР № ДПРМ-1 от 31.07.2020 г. относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 - 2029 г.

5. Доклад с вх. № Е-Дк-652 от 27.07.2020 г. и проект на решение относно Консултация относно отстъпките, множителите и сезонните коефициенти, съгласно чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ

6. Доклад с вх. № О-Дк-362/24.07.2020 г. относно финансов отчет на Комисия за енергийно и водно регулиране към 30.06.2020 г.

7. Доклад с вх. № Е-Дк-659 от 29.07.2020 г. и Решение на КЕВР № Р-315 от 30.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-Р-49 от 23.07.2020 г. от „Булгаргаз“ ЕАД за издаване на разрешение за извършване на сделка на стойност повече от 10 на сто от активите на лицензианта съгласно последния одитиран годишен финансов отчет.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(С. Годорова)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

.....
(Е. Харитонова)

.....
(Д. Кочков)

.....
(П. Трендафилова)

Протоколирал:
(Н. Косев - главен експерт)