



ПРОТОКОЛ

№ 117

София, 28.06.2018 година

Днес, 28.06.2018 г. от 11:03 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 Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ и експерти на КЕВР.

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 вх. № Е-Дк-556 от 21.06.2018 г. относно: одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Снежана Станкова, Дияна Николкова, Виктория Джерманова, Веселин Тодоров, Милен Димитров, Любослава Джоргова, Ваня Василева

2. Доклад с вх. № Е-Дк-588 от 25.06.2018 г. относно: Комплексна планова проверка на „Ситигаз България“ ЕАД за териториите на общини Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово и Констативен протокол от проверката.

Работна група: Мариана Сиркова; Росица Тодорова; Ралица Караконова

3. Доклад с вх. № Е-Дк-589 от 25.06.2018 г. относно: Комплексна планова проверка на „Примагаз“ АД за територията на община Варна - за кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово и Констативен протокол от проверката.

Работна група: Мариана Сиркова; Росица Тодорова; Ралица Караконова

По т.1. Комисията разгледа доклад относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-15 от 30.04.2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 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. При изготвянето на десетгодишния план за развитие на преносната мрежа, 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 (ENTSOГ).

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 2018-2027 г. е установено следното:

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 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 № 268 от 13.04.2018 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 публикувал на интернет страницата си одобрения от Управителния съвет на дружеството проект на Десетгодишен план за развитие на мрежите, като е обявил публична консултация на същия в периода 13-26 април 2018 г. В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията е постъпило едно становище от потенциален ползвател, като след анализ на целесъобразността му, не е направено изменение в Плана.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 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 2017 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, Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2008-2017 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 2016 г. и 2017 г.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2018-2027 г., като са разгледани: прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2018-2022 г. и прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през съществуващата инфраструктура 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 (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не би бил в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Р България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, в Плана се посочва, че при реализация на проектите за нова газова инфраструктура България ще изпълни стандарта за инфраструктура през 2022 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно: проект за модернизирание, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура (включително модернизация на компресорни станции), проекти за изграждане на междусистемни газови връзки със съседните страни и на връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос на природен газ и проект за разширение на ПГХ „Чирен“ и/или за ново газохранилище.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидените за периода 2018-2027 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 пътищата за доставка на природен газ и в резултат по-голяма енергийна независимост; възможност на местните търговци за достъп до природен газ на различни цени и 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), Трансадриатически газопровод (TAP), както и други паневропейски проекти, 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, включването на проекти, за които в настоящия момент не е взето окончателно инвестиционно решение, както и на проекти, чието развитие е свързано с изпълнение на други международни проекти в газовия сектор, 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 2018-2020 г. – проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето решение (Таблица № 1);

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 2018-2027 г. (Таблица № 2);

3. Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2027 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 2018-2020 г., за които е взето инвестиционно решение:

Таблица № 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2020 г. по окупнени обекти	График за изпълнение
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ в периода 2018-2020 г.	
1. Инвестиции за Компресорни станции	
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос	
КС „Кардам 2 – собствен водоизточник за промишлени нужди; КС „Провадия” – склад с локални очистни съоръжения за свежо и отработено масло; КС „Кардам” – навес за двигатели на компресори и дървени контейнери с резервни части; КС „Ихтиман” – учебно-практически център; Обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия”; Преоборудване на горивните системи на 2 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 (КС „Кардам” и КС „Странджа”) с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ; КС „Кардам” – аварийен дизел генератор; Възстановяване антикорозионното покритие на резервно захранване 20 kV на КС „Ихтиман” – ВЛ „Тракия”; КС „Ихтиман” и КС „Петрич” – ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич”; КС „Ихтиман” – разширение на сграда ПЕБ	2018-2019 г.
Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70П и АИ-336-2-8, планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2018-2019 г.
Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции	2018-2021 г.
1.2. Национална газопреносна мрежа	
Модернизация на САУ на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”	2018 г.
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2018-2020 г.
КС „Вълчи дол” – ремонт КРУ 6 kV	2018-2019 г.
2. Инвестиции на съществуващи АГРС	
2.1. Национална газопреносна мрежа	
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч”, АГРС „Септември”, ГРС „София-4” Иваняне”, ГРС „Разград 1”, ГРС „Добрич”, ГРС „Попово”, ГРС „Исперих” и др.	2018-2020 г.
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2018-2020 г.
3. ПГХ „Чирен”	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения – 3D полеви сеизмични проучвания; профилактика на продуктивната зона на сондажи; модернизация на телеметричната система на сондажите	2018-2020 г.
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен” – намаляване на вибрациите в ГМК и технологичните линии от ГМК до II-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК	2018-2019 г.
4. Национална газопроводна мрежа	
Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол – КВ Преселка; Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС 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”	2018-2021 г.
5. Транзитни газопроводи	
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод и ремонт на ОС „Стряма”	2018-2019 г.
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци	2018-2019 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	2018-2019 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”	2018-2019 г.
3. Инвестиции в спомагателни мрежи	
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2018-2019 г.
III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ	
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец” - ОС „Недялско”	2018-2019 г.
IV. 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, и до Банско и Разлог	2018-2020 г.
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции	
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево”; ГИС „Чирпан”, и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2018-2020 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 2018-2027 г.:

Таблица № 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2027 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.
Свързване с националната газопреносна мрежа на Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)	2018-2019 г.
Междусистемна газова връзка Турция - България (ITB)	2018-2022 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2027 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 2018-2027 г., за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ	
Преоборудване на горивните системи на 4 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019-2020 г.
2. Национална газопреносна мрежа	

Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018-2020 г.
3. Общи за разпределение	
Газов хъб „Балкан”	2018 г.
4. Съхранение на природен газ	
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен	2020-2024 г.

II. Инвестиционна програма за периода 2018-2027 г., съдържаща:

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2018-2020 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение:

Таблица № 4

Програма/Раздел	2018 г.	2019 г.	2020 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	154 867	160 258	143 638
РАЗДЕЛ I. 1 – Изграждане на нови обекти	23 240	52 576	26 207
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	14 219	6 611	75
Линейна част	11 881	267	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	70	811	75
Комуникационни и информационни системи	2 268	5 533 0	4 765
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	6 860	34 104	9 731
Линейна част	4 449	25 666	4 346
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	63	392	290
Комуникационни и информационни системи	703	7 108	4 220
АГРС и ГИС	1 646	938	875
<i>Съхранение на природен газ</i>	240	790	0
Сондажен фонд и шлейфи	180	300	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	60	490	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	1 921	11 071	16 401
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	393	6 015	16 401
Комуникационни и информационни системи	1 529	5 056	0
РАЗДЕЛ I. 2 – Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	114 595	100 182	109 431
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	68 677	38 317	56 301
Линейна част	4 365	5 645	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	64 312	32 672	56 301
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	37 179	53 473	50 630
Линейна част	32 692	45 209	45 820
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	3 616	4 930	3600
АГРС и ГИС	871	3 334	1300
<i>Съхранение на природен газ</i>	8 051	4 907	1 300
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 249	2 279	1 300

Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	1 102	2 628	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	688	3 486	1 200
Линейна част	533	2 157	200
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	155	1 329	1000
РАЗДЕЛ I. 3 – Доставка на машини и оборудване	17 032	7 500	8000

Инвестиционна програма за периода 2021-2027 г., включваща задължителни инвестиционни дейности за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите:

Таблица № 5

Програма/Раздел	2021 г. ХИЛ. ЛВ.	2022 г. ХИЛ. ЛВ.	2023 г. ХИЛ. ЛВ.	2024 г. ХИЛ. ЛВ.	2025 г. ХИЛ. ЛВ.	2026 г. ХИЛ. ЛВ.	2027 г. ХИЛ. ЛВ.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	117 750	65 250	38 804	40 960	42 189	43 454	46 416
РАЗДЕЛ I. 1 – Изграждане на нови обекти	23 300	25 200	11 817	12 644	13 024	13 414	14 353
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	3 750	4 600	4 013	4 294	4 423	4 555	4 874
Национална газопреносна мрежа	5 450	5 800	5 304	5 675	5 846	6 021	6 442
Съхранение на природен газ	12 000	12 500	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 100	2 300	2 500	2 675	2 755	2 838	3 037
РАЗДЕЛ I. 2 – Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	85 950	31 550	18 987	20 316	20 926	21 553	23 063
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	40 500	12 900	11 200	11 984	12 344	12 714	13 604
Национална газопреносна мрежа	42 800	11 500	4 692	5 020	5 171	5 326	5 699
Съхранение на природен газ	800	5200	953	1019.71	1 050	1 082	1 158
Общи за разпределяне по видове дейности	1 850	1 950	2 142	2 292	2 361	2 432	2 602
РАЗДЕЛ I. 3 - Доставка на машини и оборудване	8 500	8 500	8 000	8 000	8 240	8 487	9 000

III. Пазарът на природен газ в региона

„Булгартрансгаз“ ЕАД представя подробно проучване относно развитието на пазара на природен газ в региона и очаквания ръст на консумацията на природен газ в съседните на България страни. Анализът се основава на очаквано повишено потребление, на действащите дългосрочни договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление, на възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор, както и на потенциала на местния добив. Направените допускания са с оглед плановете за изграждане на нови връзки между газопреносните системи на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния, създаването на газоразпределителен център в България (хъб „Балкан“), както и с разширяването на газопреносната инфраструктура на дружеството, предвид адаптацията ѝ към значимите проекти в региона.

„Булгартрансгаз“ ЕАД подробно анализира пазарите на природен газ в съседните на България страни, очертавайки основните тенденции в развитието на регионалния газов пазар и обективните очаквания за ръст на консумацията на природен газ в региона.

Основни обстоятелства, свързани с българския пазар са наличието на един основен източник за доставки на природен газ – Руската Федерация и незначителния местен добив, което определя високата зависимост от един единствен доставчик. От друга страна, негативно влияние върху сигурността на доставките за страната се обуславя и от

съществуването само на едно трасе за внос на природен газ от Русия през териториите на Украйна, Молдова и Румъния („Трансбалканския газопровод“).

Към 2018 г. липсва необходимата инфраструктура – междусистемни връзки, съответно достъп до терминали за внос на втечен природен газ, чрез които да се диверсифицират газовите доставки за страната. Този проблем стои и пред редица други държави в региона и е ключова предпоставка за ускореното изграждане на планираните нови междусистемни връзки на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждането на инфраструктурата с Румъния и свързаността със значими трансграничните проекти, както и проектите от „Южен газов коридор“.

„Булгартрансгаз“ ЕАД определя създаването на газоразпределителен център в България – хъб „Балкан“, като проект, който съществено ще повлияе върху газовия пазар. Проектът получи подкрепа и одобрение от Европейската комисия (ЕК), а през м. ноември 2016 г. се подписа Меморандум за разбирателство между „Булгартрансгаз“ ЕАД и словашкия газов оператор „Eustream“, чрез който се разглежда възможността за координирано развитие на проекта за газов хъб, в съответствие с проекта „Eastring“ (транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България). В меморандума са отразени намеренията на двете страни за синхронизирана работа по двата проекта, с цел гарантиране сигурността на доставките на природен газ в региона на Централна и Югоизточна Европа и оказване на подкрепа за присъединяването и на други заинтересовани страни в процеса на развитие. За реализирането на хъб „Балкан“, а и за осигуряване на сигурност на доставките и покриването на сезонните колебания при търсенето на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да разшири ПГХ „Чирен“.

През юли 2017 г., дружеството е подписало Меморандум за разбирателство с азербайджанската нефтена компания SOCAR, във връзка с бъдещото разширение на преносната мрежа и възможностите за транспортиране на допълнителни обеми азербайджански природен газ (извън договорените от Шах Дениз II) от Южния газов коридор, през територията на България до други европейски пазари.

Друг важен момент за обезпечаване на енергийната сигурност е подписаният през юли 2017 г., Меморандум за разбирателство относно реализацията на Вертикалния газов коридор между „Булгартрансгаз“ ЕАД (България), ICGB AD (България), DESFA S.A. (Гърция), FGSZ LTD (Унгария) и SNTGN TRANSGAZ S.A. (Румъния), имащ за цел анализирането на възможността за изграждане на необходимата газопреносна инфраструктура, осигуряваща двупосочен пренос на природен газ до транзитните държави и до европейския пазар от Гърция през България и Румъния до Унгария.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че реализирането на планираните в страната и региона инфраструктурни проекти ще доведат до стабилна интеграция на газовия пазар, ще осигурят свързаност с газовите хъбове в Централна и Източна Европа, както и ще улеснят достъпа до източниците от Южния газов коридор. Ще бъдат създадени и благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост.

IV. Описание на ключови проекти:

1. Изграждане на регионален газов хъб в България – газов хъб „Балкан“

Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране, като в същото време в тази точка се организира и място за търговия с газ – хъб, където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Идеята за изграждането на регионален газов център е подкрепена със стратегическото географско разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и с проектите за изграждане на междусистемни връзки с Турция, Гърция и Сърбия и доизграждане на инфраструктурата с Румъния.

Концепцията за изграждане на газов хъб „Балкан“ е включена в списъка с проекти от „общ интерес“ на Европейската комисия от 18 ноември 2015 г., съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (Регламент (ЕС) № 347/2013). В списъка този проект фигурира под номер ПОИ 6.25.4 в клъстер 6.25., включващ алтернативни проекти за доставки на природен газ от нови източници и по нови маршрути до Централна, Източна и Югоизточна Европа. Под същият номер и наименование, проектът е включен и в публикувания на 23 ноември 2017 г. Трети списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК.

Концепцията за газов хъб „Балкан“ включва в себе си няколко ключови елемента, които в своята съвкупност формират проекта:

- Нови източници на природен газ;
- Оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен“;
- Модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура;
- Нова инфраструктура за газовия хъб.

Във връзка с необходимостта от провеждане на детайлно предпроектно проучване е одобрено безвъзмездно съфинансиране на стойност 920 500 евро по програма „Механизъм за свързване на Европа“ (CEF Call 2016-2) за „Предпроектно проучване за проекта газов хъб „Балкан“. На 15.03.2018 г. между „Булгартрансгаз“ ЕАД и избраният консорциум ДЗЗД „АФ-ЕМГ Консулт“ е подписан договор за изготвяне на предпроектно проучване за газов хъб „Балкан“. Стойността на подписания договор е в общ размер на 2 327 437 лв. В рамките на проучването ще бъдат анализирани целевите пазари, търсенето и доставката на природен газ. Очаква се предпроектното проучване да приключи през втората половина на 2018 г. Резултатите от него ще бъдат представени пред заинтересованите страни в рамките на втора инвеститорска кръгла маса, която ще бъде проведена след като проучването бъде завършено и ще послужат като основа за вземане на решения относно реализирането и изграждането на газовия хъб „Балкан“.

2. Eastring – България

Eastring-България е подпроект на проекта „Eastring“. „Eastring“ 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. Концепцията Eastring, разработена на този етап и включена в общностния Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG за периода 2017-2026 г., предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е ангажирано за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България за етап 1 от развитието на проекта (капацитет 570 GWh/ден) се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 257 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90 MW. За етап 2 от развитието на проекта (капацитет 1140 GWh/ден) се предвижда допълнително изграждане на нови компресорни мощности. Предвидена е възможност за свързване на „Eastring“ с мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/ден.

За изпълнението на проекта, през м. юни 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Eustram“ са подписали Меморандум за разбирателство, съгласно който двете страни ще си сътрудничат при анализа на перспективите за развитие на газовите пазари, който трябва да установи очакваното търсене на капацитет от газопровода Eastring. През м. юли 2016 г. в гр. Братислава е подписан и Меморандум за разбирателство за проекта Eastring между Министерството на енергетиката на България и Министерството на икономиката на Словакия. Предстои провеждане на предпроектно проучване за проекта „Eastring“. То ще бъде изпълнено с финансовата подкрепа на програмата „Механизъм за свързване на Европа“ (CEF). Действието, с наименование „Предпроектно проучване за проекта

Eastring” е одобрено за финансиране през 2017 г. и за него е отпуснато финансиране в размер на 1 000 000 евро. През 2017 г. компанията Eustream подписа договор за изпълнение на предпроектното проучване, което ще бъде финализирано през м. юни 2018 г.

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

В периода 21 юли – 21 август 2017 г. „Булгартрансгаз” ЕАД изпълни пазарно проучване относно търсенето на добавен (нов) капацитет, Open Season, Фаза 1 (необвързващи прогнози за търсенето на добавен капацитет към/от съседните пазарни зони), на проекти за развитие и разширение на газопреносната инфраструктура към всички съседни пазарни зони. В резултат на получените заявки е идентифицирано неангажиращо, прогнозно търсене на добавен капацитет в посока от България към Сърбия с входна точка Турция и начален период, заявен от ползвателите - газова година 2019/2020. Максималният дневен капацитет, който е заявен на входната точка от Турция е 567,84 GWh/d. Максималният дневен капацитет, който е заявен на българо-сръбската граница е 357,672 GWh/d. 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. Проектът е в ранна фаза на развитие. Посочената крайна дата за въвеждане в експлоатация на всички подобекти е на база завършени обобщени предварителни (прединвестиционни) проучвания за „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница“, които са приети. Очакваната година на въвеждане в експлоатация на всички подобекти е 2022 г.

4. Междусистемни връзки

Междусистемна връзка България – Румъния (IBR)

В края на 2016 г. е пусната в експлоатация реверсивната междусистемна връзка България – Румъния (IBR), която осигурява свързване на националните газопреносни мрежи на България и Румъния. С финализирането на проекта се постигна диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Румъния, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на газопреносната мрежа. Проектът е изпълнен съвместно от „Булгартрансгаз” ЕАД и Трансгаз С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г. Същевременно, за осигуряване на пълния проектен капацитет на доставки от Румъния към България е необходимо изграждането на компресорна станция на територията на Румъния (ангажимент на Румъния), с цел уеднаквяване наляганята в газопреносните мрежи на двете страни.

Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)

Междусистемната връзка Турция – България е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз” ЕАД, България и BOTAS, Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите, като по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м³/г. Междусистемната връзка Турция – България е проект от „общ интерес” съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. За изпълнение на прединвестиционно проучване през 2015 г. е получено безвъзмездно финансиране в размер до 190 000 евро по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-Energy). През 2016 г. е извършено цялостно проучване на осъществимостта на проекта междусистемна връзка Турция – България, избран е вариант на трасе и са определени основните параметри на проекта. През 2017 г. е проведена техническа среща между страните по проекта („Булгартрансгаз” ЕАД и BOTAS, Турция), на която са били

приети заключенията от предпроектното проучване. Предстои да бъде обменена допълнителна техническа кореспонденция за окончателно уточняване параметрите и стойността на проекта на територията на Република Турция. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ИТВ е 2022 г.

Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS)

Междусистемната реверсивна газова връзка България – Сърбия има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Проектът е един от българските газови проекти от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и се реализира от Министерство на енергетиката, в качеството му на бенефициент по процедура на директно предоставяне на безвъзмездна помощ в рамките на ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика” 2007-2013 г. за дейностите, включени в Първа фаза на проекта.

По данни от техническия проект, дължината на трасето София – Димитровград – Ниш е около 170 км, от които на българска територия около 62,2 км, а мястото на включване на газопровода към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД е в района на Нови Искър. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1.8 млрд. м³, а максималният е 3.2 млрд. м³. Строителството ще се реализира и финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 г.”. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е края на 2022 г.

Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB)

Междусистемната газова връзка Гърция – България е обявена за проект от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като е включена в Трети списък с проекти от „общ интерес” и е първи в листата от общо приоритетни проекти в рамките на инициативата за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа CESEC. Според актуалния график на проекта, се очаква строителството да започне през първото тримесечие на 2018 г. и проектът да бъде въведен в експлоатация в началото на 2020 г.

5. Увеличаване на капацитета за съхранение на природен газ

Разширение капацитета на ПГХ „Чирен”

Проектът за разширение на ПГХ „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. Проектът е от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като е включен в действащия Трети списък с проекти от „общ интерес”. През м. май 2016 г. са приключили дейностите по наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура. Предстои да бъдат изпълнени 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура.

На 23 октомври 2015 г. е подписано споразумение за безвъзмездно финансиране за „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 действието – до 3 900 000 евро. Предвижда се проучването да приключи през втората половина на 2019 г. Резултатите от него, както и от останалите извършени анализи и проучвания ще служи 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 строителството, както и въвеждането в експлоатация да приключат до края на 2024 г.

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. 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 обаче 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.

6. 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: Разлог – Банско, газопроводно отклонение Панагюрище – Пирдоп, газопроводно отклонение до Свищов, както и газопроводно отклонение с автоматична газорегулираща станция (АГРС) до Сопот и Хисаря, което в етап на проучвателни дейности.

7. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и разширение на съществуващата газова инфраструктура:

Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура; модернизация на съществуващите системи за автоматично управление на газокомпресорни агрегати и общостанционна система на компресорни станции КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“; изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник; изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ – очистно съоръжение „Недялко“ (част от първа фаза на проект за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура); подмяна на Преносен газопровод в участъка общостанционна система (ОС) Беглеж – кранов възел (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 ОС Вълчи дол –ЛКВ Преселка (Част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“); 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; 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“); намаляване на вибрациите в тръбната обвързка на газомоторни компресори (ГМК) и технологична линия от ГМК до II пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“; подмяна тръби на открит цикъл на ГМК; 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 2017-2021 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 съоръженията в периода.

Развитието на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2018-2022 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 6

Към 1 януари, в MWh/d	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Зона Национална газопреносна мрежа (НППМ)					
Входен капацитет	276 292	276 292	373 116	559 508	559 508
Изходен капацитет	403 101	403 101	499 925	686 317	686 317
Зона Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	663 227	663 227	663 227	694 275	694 275
Изходен капацитет	656 150	707 276	707 276	738 324	738 324

Планираните дейности в периода 2018-2027 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.

Реализирането на всички проекти в Десетгодишния план ще допринесе за ефективността и развитието на общоевропейската газова мрежа. 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 2017 г.:

С писма с вх. № Е-15-45-10 от 30.03.2018 г. и с вх. № Е-15-45-13 от 16.04.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен финансов отчет за 2017 г. и годишен доклад за дейността на дружеството.

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-15-45-15 от 10.05.2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи следната информация: прогнозните и отчетните данни за 2017 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2017-2026 г.; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2017 г., заедно с обяснение за неизпълнението, ведно със съответните данни и документи в тази връзка. На дружеството е указано, че към отчета следва да бъдат описани изрично и проектите с изтекъл срок на изпълнение към края на 2017 г., които са включени за изпълнение в предложения за одобрение от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 21.05.2018 г. дружеството е представило изисканата информация, както следва:

Разпределението на вложените средства за 2017 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е посочено в следващата таблица:

Таблица № 7

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2017 г.	Инвестиции План (хил. лв.)	Инвестиции Отчет (хил. лв.)	Изпълнение, %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	43 897	36 412	83%
Пренос по национална газопреносна мрежа	21 586	10 979	51%
Съхранение на природен газ	8 765	4 086	47%
Общи за разпределяне по видове дейности	5 344	600	11%
Доставка на машини и оборудване	12 998	2 746	21%
Общо:	92 590	54 823	59%

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за инвестиции за 2017 г. е в размер на 54 823 хил. лв., т.е. 59% изпълнение.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 21.05.2018 г. дружеството е представило информация за проектите от одобрения от Комисията Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г., с взето инвестиционно решение, предвидени за изпълнение за 2017 г., които са изпълнени или са преходни и изпълнението им продължава през 2018 г. Тези проекти са представени в таблица, приложение № 1 към настоящия доклад. Дружеството посочва, че планираните за реализация през 2017 г. проекти, по които има неусвоени инвестиции, в основната си част са с преходен характер и тяхното изпълнение, респективно инвестициите за тях, ще бъдат осъществени през 2018 г.

При сравнение на данните от одобрения Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. и данните от представения за одобрение Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г. се установяват следните нови проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ за периода 2018-2020 г., за които е взето инвестиционно решение, посочени в таблица № 1:

- „КС „Ихтиман” – разширение на сграда ПЕБ“ (т. I.1.1) – част от общ проект, включващ и дейности в: КС „Кардам 2, КС „Провадия”, КС „Ихтиман”, КС „Странджа”, КС „Петрич” с очакван размер на инвестицията - 12 112 хил. лв. (без ДДС) и графика за изпълнение 2018-2019 г.;

- „Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции“ (т. I, 1.1), с очакван размер на инвестицията - 118 487 хил. лв. (без ДДС) и график за изпълнение 2018-2019 г.;

- „КС „Вълчи дол” – ремонт КРУ 6 kV“ (т. I.1.2), с очакван размер на инвестицията – 1 365 хил. лв. (без ДДС) и график за изпълнение 2018-2019 г.;

- „Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол – КВ Преселка“ (т. I.1.4) – част от общ проект, включващ и дейности по подмяна на газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово, реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ и увеличаване на капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“ с очакван размер на инвестицията - 122 711 хил. лв. (без ДДС) и графика за изпълнение 2018-2021 г.;

- „Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци“ (т. I.1.5), с очакван размер на инвестицията – 7 050 хил. лв. (без ДДС) и график за изпълнение 2018-2019 г.;

- *Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен” и внедряването ѝ с надлежен хардуер* (т. II.2) – част от общ проект, включващ и дейности по проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания на газ с очакван размер на инвестицията - 1 030 хил. лв. (без ДДС) и графика за изпълнение 2018-2019 г.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 11.06.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило допълнителна информация, изискана с писмо изх. № Е-15-45-15 от 05.06.2018 г. Видно от същата, проекти, посочени в таблица 1 от Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г., които са изпълнени през 2017 г. са:

- Изграждане на нов сондаж и шлейф към него – т. II.2.

- Проект *„Възстановяване на работното налягане на газопроводно отклонение Пращец“* – т. I. 1.4 от таблица 1 на Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. (част от общ проект, включващ и дейности по подмяна на газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово, реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ и увеличаване на капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“) е предвиден да се изпълнява на два етапа: 1-ви етап – изграждане на нов газопровод е изпълнен; 2-ри етап – изграждане на оптична мрежа към газопровода ще се изпълнява през 2018 г. Обектът е включен в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г., но тъй като е с малка остатъчна стойност, не е посочен в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило проекти от Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. (посочени в таблица № 1), които не са включени в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., съответно в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г., поради отпаднала необходимост от реализацията им:

- *Препрограмиране на промишлени контролери в КРУ 0,4/20 на компресорни станции* - т. I.1.1 (част от общ проект, включващ и дейности в: КС „Кардам 2, КС „Провадия”, КС „Ихтиман”, КС „Странджа”, КС „Петрич”);

- *Реконструкция и модернизация на ГРС „Девня”* – т. I.2.1 (част от общ проект, включващ и дейности в АГРС „Ловеч”, АГРС „Септември”, ГРС „София-4” Иванияне”, ГРС „Исперих”, ГРС „Разград 1”, ГРС „Добрич”, ГРС „Попово” и др.).

Видно от допълнителната информация, е взето решение да не бъде реализиран проект „Система за контрол на технологичните параметри на 8 бр. ГМК“ (т. II.2 от таблица 1 от Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г.) поради очаквана подмяна на машините с друг тип.

Посочени са следните проекти, при които е налице повишаване на стойността на инвестицията и причините за това:

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. I.1.1. (ред 1) е с очакван размер на инвестицията 12 112 хил. лв., а в Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. (ред 1) инвестицията е 11 626 хил. лв. Нарастването на инвестицията се дължи на включена инвестиция за реализацията на обект: КС „Ихтиман“ – разширение на сграда ПЕБ;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. I.1.1. (ред 2) е с очакван размер на инвестицията – 22 670 хил. лв., която е по-висока от предвидената инвестиция в Десетгодишния план за развитие на мрежите за

периода 2017-2026 г. (ред 2) - 19 501 хил. лв. Нарастването на инвестицията се дължи на планирани за ремонт двигател тип АИ-336-2-8 и извършване на инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304 за периода 2018-2020 г.;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. I.1.3 (ред 1) е с очакван размер на инвестицията – 9 828 хил. лв., а в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. (ред 1) - 9 912 хил. лв., при усвоени през 2017 г. – 1 384 хил. лв. Нарастването на инвестицията се дължи на предвидени инвестиции за обект: „Профилактика на продуктивната зона на сондажи“ за усвояване през 2020 г.;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. I.1.4 е с очакван размер на инвестицията – 122 711 хил. лв., която е по-висока от предвидената инвестиция в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. - 66 867 хил. лв. Нарастването на инвестицията се дължи на предвидени инвестиции за периода 2018-2020 г. за реализация на обект „Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол – КВ Преселка“ и предвидени инвестиции за усвояване през 2020 г. за обект „Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово“;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. II.1 е с очакван размер на инвестицията – 6 411 хил. лв., която е по-висока от предвидената инвестиция в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. – 5 560 хил. лв. Актуализирани са прогнозните стойности за изпълнение на обектите в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г.;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. II.3 е с очакван размер на инвестицията – 6 525 хил. лв., а в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. – 4 938 хил. лв., при усвоени през 2017 г. – 1 131 хил. лв. Актуализирана е прогнозната стойност за изпълнение на обекта в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г.;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. IV.1 е с очакван размер на инвестицията – 27 939 хил. лв., а в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. – 27 012 хил. лв., при усвоени през 2017 г. – 160 хил. лв. На база извършени предпроектни проучвания за обектите се налага извършване на спасителни теренни археологически проучвания – разкопки на локализиран археологически обект, за чието изпълнение са предвидени средства в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г.

Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2017 г.

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2017 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството годишни финансови отчети, като данните за 2017 г. са съпоставени с данните за 2016 г.

1. Анализ и динамика на структурата на приходите

Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ по национална газопреносна мрежа и по газопреносна мрежа за транзитен пренос и „съхранение на природен газ“. Допълнително, като приход в отчета за

всеобхватния доход е записана стойността на използвания природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, който се получава безвъзмездно от ползвателите на мрежата, за които се извършва транзитен пренос. В тази връзка, в годишните финансови отчети природният газ за технологични нужди е представен и в приходната, и в разходната част. За предоставения безвъзмезден природен газ ООО „Газпром экспорт“ ежесечно издава фактура с нулева стойност. Само за митнически и счетоводни цели, този газ се остойностява по цена на входа на газопреносната мрежа, утвърдена на обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД от КЕВР.

Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2017 г. възлиза на 370 438 хил. лв., като е отчетено увеличение спрямо 2016 г. от 7,67% или 26 378 хил. лв.

Сравнението на приходите на дружеството за 2016 г. и 2017 г. е представено в следващата таблица:

Таблица № 8

Показатели	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.	Изменение в %
Приходи от пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа	60 404	70 584	16,85%
Приходи от транзитен пренос на природен газ	207 547	207 378	-0,08%
Приходи от съхранение на природен газ	3 994	5 208	30,40%
Приходи от безвъзмезден газ	54 328	60 848	12,00%
Приходи от балансиране	318	6 926	2 077,99%
Други приходи от дейността	4 874	11 670	139,43%
Нетни приходи от продажби	331 465	362 614	9,40%
Финансови приходи	12 595	7 824	-37,88%
Общо приходи	344 060	370 438	7,67%

Нетните приходи от продажби включват приходи от: пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа, транзитен пренос на природен газ, съхранение на природен газ, природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, балансиране и други приходи от дейността.

През 2017 г. нетните приходи от продажби представляват 97,89% от общия размер на приходите и са в размер на 362 614 хил. лв. или увеличение с 9,40% спрямо тези през 2016 г. В стойността на нетните приходи от продажби е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за транзитен пренос в размер на 60 848 хил. лв., като увеличението е с 6520 хил. лв. или 12,00% спрямо 2016 г. Този газ се използва основно за гориво на компресорните станции по газопровода за транзитен пренос и не носи реален приход на дружеството.

При елиминиране на приходите от безвъзмездния газ, отчетени през 2016 г. и 2017 г. се забелязва, че приходите от продажби за 2017 г. са по-високи от отчетените през 2016 г. с 24 629 хил. лв. (8,89%), като увеличението се наблюдава при приходите от всички лицензионни дейности на дружеството, с изключение на приходите от транзитен пренос.

Най-голям относителен дял от 57,19% в нетните приходи от продажби през 2017 г. имат приходите от транзитен пренос на природен газ, възлизащи на 207 378 хил. лв. Незначителното намаление на тези приходи с 0,08% спрямо 2016 г. се дължи на намаляване на валутния курс на лева към щатския долар.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ за страната в нетните приходи от продажби през 2017 г. е 19,47%, като са реализирани приходи с 10 180 хил. лв. повече в сравнение с реализираните през 2016 г. Увеличението от 16,85% е вследствие на

по-големите количества пренесен природен газ, предназначен за национално потребление през 2017 г. в сравнение с пренесените през 2016 г.

Относителният дял на приходите от съхранение на природен газ през 2017 г. е 1,44% от нетните приходи от продажби, като тези приходи са в размер на 5208 хил. лв., или увеличение от 30,40% спрямо отчетените през 2016 г. Увеличението се дължи от една страна на влязлото в сила от 01.04.2016 г. изменение на „План за действие при извънредни ситуации“, утвърден от министъра на енергетиката и от друга, на по-ефективното използване на капацитета за търговски цели.

През 2017 г. са реализирани приходи от балансиране в размер на 6926 хил. лв., които са в резултат на условията по сключени нови договори за пренос на природен газ, във връзка с въведения от 01.10.2017 г. входно-изходен тарифен модел. Относителният дял на тези приходи е 1,91% от нетните приходи от продажби.

Другите приходи от дейността, които представляват 3,22% от нетните приходи от продажби, са се увеличили с 6796 хил. лв. през 2017 г. спрямо отчетените през 2016 г., което се дължи основно на по-високите приходи от финансиране.

В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които намаляват с 37,88% спрямо отчетените през 2016 г. или с 4771 хил. лв. Намалението се дължи на по-ниските приходи от лихви през 2017 г., поради намаляване на лихвените нива на банковия пазар, както и на отчетените по-малко приходи от промяна на валутни и курсови разлики през 2017 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 по националната и транзитната газопреносни мрежи, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи.

Сравнението на разходите на дружеството за 2016 г. и 2017 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 9

Показатели	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.	Изменение в %
Технологични разходи	60 954	68 413	12,24%
за пренос на природен газ до клиенти в страната	5 487	5 923	7,95%
за съхранение на природен газ	1 340	1 599	19,33%
за трансграничен пренос на природен газ	54 127	60 891	12,50%
Разходи по икономически елементи в т.ч.:	200 746	206 157	2,70%
<i>Разходи за материали</i>	<i>5 911</i>	<i>6 357</i>	<i>7,55%</i>
<i>Разходи за външни услуги</i>	<i>11 730</i>	<i>7 253</i>	<i>-38,17%</i>
<i>Разходи за амортизации</i>	<i>85 511</i>	<i>90 344</i>	<i>5,65%</i>
<i>Разходи за персонал</i>	<i>50 461</i>	<i>52 578</i>	<i>4,20%</i>
<i>Разходи за социално осигуряване</i>	<i>6 909</i>	<i>7 170</i>	<i>3,78%</i>
<i>Други разходи</i>	<i>40 224</i>	<i>42 455</i>	<i>5,55%</i>
Оперативни разходи	261 700	274 570	4,92%
Разходи в т. ч.: от промени в салда на прод. и незавършено производство, себестойност на продадените стоки, себестойност на продадени стоки	494	8 720	1665,18%

Финансови разходи	8 135	18 883	132,13%
Общо разходи	270 329	302 173	11,78%

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2017 г. са с 12 870 хил. лв. или с 4,92% повече в сравнение с отчетените през 2016 г. Увеличението на оперативните разходи се дължи на увеличението, както на технологичните разходи с 7459 хил. лв. (12,24%), така и на разходите по икономически елементи с 5411 хил. лв. (2,70%), с изключение на разходите за външни услуги, които намаляват в сравнение с 2016 г.

Технологичните разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи и за съхранение на природен газ са в размер на 68 413 хил. лв. или увеличение с 12,24% спрямо 2016 г. Увеличението се дължи на увеличението на технологичните разходи за лицензионните дейности.

Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната се увеличават от 5487 хил. лв. за 2016 г. на 5 923 хил. лв. за 2017 г., или увеличение с 7,95%. Технологичните разходи за съхранение са в размер на 1599 хил. лв. и са по-ниски спрямо 2016 г. с 259 хил. лв. или с 19,33%. Технологичните разходи за транзитен пренос се увеличават с 12,50% или с 6764 хил. лв.

Разходите по икономически елементи за 2017 г. представляват 75,08% от оперативните разходи и са в размер на 206 157 хил. лв. спрямо 200 746 хил. лв. за 2016 г. Увеличението от 2,70% се дължи на увеличението на всички разходи, с изключение на разходите за външни услуги, които намаляват с 38,17% или с 4477 хил. лв. Увеличението на разходите е, както следва: разходите за материали - с 7,55%, разходите за амортизации - с 5,65%, разходите за персонал - с 4,20%, разходите за социално осигуряване - с 3,78% и другите разходи - с 5,55%. Увеличението на разходите за материали се дължи на отчетените по-високи стойности на разходите за основни материали с 43,90% и на разходите за облекло с 93,18% спрямо 2016 г. Основна причина за увеличението на разходите за амортизации е въвеждането на нови активи в експлоатация. Разходите за персонал и социално осигуряване са по-високи от реализираните през 2016 г. в резултат на извършената актуализация на основната заплата в „Булгартрансгаз“ ЕАД, в съответствие с подписания Колективен трудов договор. Другите разходи, като част от оперативните разходи, са в размер на 42 455 хил. лв. за 2017 г. и се увеличават с 5,55% спрямо 2016 г., като основна причина е направена вноска в размер на 14 158 хил. лв. за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, която е 5% от приходите за достъп, пренос и съхранение на природен газ, съгласно допълнение на чл. 36е, ал.1 от Закона за енергетиката в сила от 21.06.2016 г. Вноската през 2017 г. е със 7241 хил. лв. по-висока от направената през 2016 г. (6917 хил. лв.).

Отчетени са и по-големи разходи за акциз, които са в размер на 6152 хил. лв. през 2017 г. спрямо 5 085 хил. лв. през 2016 г. или увеличение с 20,98%.

Разходите за външни услуги за 2017 г. са в размер на 7253 хил. лв. и са с 38,17% по-ниски спрямо 2016 г., което се дължи основно на по-ниските разходи за инспекция на газопровод с 4409 хил. лв. Отчетени са и по-ниски разходи за консултантски услуги с 56,74%, както и разходите за наем, които от 173 хил. лв. през 2016 г. намаляват на 61 хил. лв. през 2017 г. По-ниски са и разходите за ремонт в сравнение с предходната година.

Разходите за обезценка на вземанията намаляват от 22 895 хил. лв. за 2016 г. на 19 140 хил. лв. за 2017 г. Те представляват обезценка на вземанията от „Корпоративна търговска банка“ АД (н), като през 2016 г. е извършена на база прието Решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД от Протокол на УС № 194/01.03.2017 г. През 2017 г. обезценката е извършена на база прието Решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД от Протокол на УС № 258/01.03.2018 г.

Финансовите разходи през 2017 г. се увеличават с 132,13% спрямо 2016 г. или с 10 748 хил. лв., което се дължи основно на реализираните по-високи разходи от промяна на валутните курсове. През 2016 г. финансовите разходи са били в размер на 8 135 хил. лв., а през 2017 г. са в размер на 18 883 хил. лв.

Общо разходите през 2017 г. се увеличават с 31 844 хил. лв. спрямо 2016 г. или с 11,78%.

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	2016 г. (хил. лв.)	2017 г. (хил. лв.)	Изменение, %
Нетекущи активи	1 815 766	1 775 881	-2,20%
Текущи активи	394 754	564 824	43,08%
Общо активи	2 210 520	2 340 705	5,89%
Обща сума на капитал и резерви	2 040 040	2 108 977	3,38%
Нетекущи пасиви	156 123	197 884	26,75%
Текущи пасиви	14 357	33 844	135,73%
Общо пасиви	170 480	231 728	35,93%
Общо собствен капитал и пасиви	2 210 520	2 340 705	5,89%

Към края на 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 340 705 хил. лв., като стойността им се е увеличила с 130 185 хил. лв. или с 5,89% спрямо 2016 г.

Нетекущите активи представляват 75,87% от общата стойност на активите на дружеството. През 2017 г. стойността на нетекущите активи е намаляла с 39 885 хил. лв. или с 2,20% спрямо стойността им към края на 2016 г. Понижението на стойността на нетекущите активи се дължи на намалението на дългосрочните вземания от свързани лица, други дългосрочни вземания и вземанията в частта на имоти, машини и съоръжения, спрямо отчетените през 2016 г. Намалението на дългосрочните вземания от свързани лица се дължи на сключено споразумение с „Булгаргаз“ ЕАД за изплащане на задълженията за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ. Намалението на дългосрочните вземания в частта други с 190 140 хил. лв. е в резултат на извършена обезценка на вземанията от обявената в несъстоятелност „Корпоративна търговска банка“ АД. Най-голям дял в нетекущите активи (74,51%) имат „имоти, машини, и съоръжения“, които са намалели с 0,64% в сравнение с 2016 г. или с 11 270 хил. лв., в резултат на начислена амортизация. Балансовата стойност на нематериалните дълготрайни активи се увеличава от 4547 хил. лв. за 2016 г. на 8124 хил. лв. за 2017 г. Увеличението се дължи на финализираните през месец февруари 2017 г. договорни отношения във връзка с „Доставка и внедряване на Географска информационна система“ на стойност 5745 хил. лв. В нетекущите активи в частта „Инвестиции в съвместно контролирани предприятия“ е включена стойността на придобити 3203 акции от капитала на „Булгартел“ ЕАД на обща стойност 3256 хил. лв.

Текущите активи се увеличават от 394 754 хил. лв. през 2016 г. на 564 824 хил. лв., в края на 2017 г., или увеличение с 43,08%, в резултат на увеличението на паричните средства и еквиваленти от 240 353 хил. лв. за 2016 г. на 411 058 хил. лв. за 2017 г., на материалните запаси, които се увеличават с 3,48% на 111 904 хил. лв., и други краткотрайни активи от 349 хил. лв. на 684 хил. лв. Търговските и други вземания намаляват с 3,13% от 22 788 хил. лв. на 22 075 хил. лв. Предплащанията за текущи активи намаляват от 17 хил. лв. на 15 хил. лв., и вземанията от свързани лица бележат намаление с 17,40% и са в размер на 19 088 хил. лв. за 2017 г.

Общо дългосрочните и краткосрочни вземания от свързани лица на „Булгартрансгаз“ ЕАД възлизат на 27 473 хил. лв. към края на 2017 г. и бележат спад с 20 346 хил. лв. спрямо 2016 г. Дългосрочните вземания от свързани лица от 24 709 хил. лв. през 2016 г. намаляват на 8385 хил. лв. през 2017 г. или с 66,06%. Краткосрочните

вземания от свързани лица от 23 110 хил. лв. за 2016 г. намаляват на 19 088 хил. за 2017 г., или с 17,40%.

Основните вземания са от „Булгаргаз“ ЕАД за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ, включително просрочените вземания. Към края на 2017 г. те са в размер на 27 209 хил. лв. и представляват 99,04% от вземанията от свързани лица на дружеството. Между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД е сключено споразумение за разсрочено плащане на натрупаните вземания за предоставени услуги, като е и подписан погасителен план.

Регистрираният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 841 414 хил. лв. за 2016 г. е увеличен на 874 524 хил. лв. за 2017 г., или с 3,94%. С Решение на Съвета на директорите на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) и разрешение на министъра на енергетиката, през 2017 г. капитала на дружеството е увеличен с 29 854 хил. лв., представляващи остатък от нетната печалба на дружеството за 2016 г. С Решение на Съвета на директорите на БЕХ ЕАД и разрешение на министъра на енергетиката капиталът на „Булгартрансгаз“ ЕАД е увеличен по реда на чл. 193 от Търговския закон чрез непарична вноска (апорт), представляваща 50% от акциите на „Булгартел“ ЕАД, собственост на БЕХ ЕАД. Непаричната вноска е за 3 хил. бр. акции на стойност 3256 хил. лв. Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 108 977 хил. лв. и се е увеличил с 68 937 хил. лв. (3,38%) спрямо отчетения през 2016 г., в резултат от увеличаване основен капитал на дружеството, законовите резерви и неразпределената печалба на дружеството.

Нетекущите пасиви се увеличават от 156 123 хил. лв. за 2016 г. на 197 884 хил. лв. за 2017 г., или с 26,75%, като основно се дължи на увеличението на отсрочените приходи от финансиране. Текущите пасиви се увеличават от 14 357 хил. лв. през 2016 г. на 33 844 хил. лв. за 2017 г. или с 135,73%, в резултат на гаранциите по договор, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, които са учредени съгласно сключени нови договори за пренос на природен газ, във връзка с въведения входно-изходен тарифен модел.

Задълженията към свързани лица (текущи и нетекущи) са в размер на 11 105 хил. лв. (243 хил. лв. дългосрочни задължения и 10 862 хил.лв. краткосрочни) към края на 2017 г.

Сравнението на финансовите показатели за 2016 г. и 2017 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 11

Показатели	2016 г. отчет	2017 г. отчет
Показатели за ликвидност		
<i>Коефициент на обща ликвидност</i>	27,50	16,69
<i>Коефициент на бърза ликвидност</i>	19,96	13,38
Показатели за рентабилност		
<i>Коефициент на рентабилност на приходите от продажби</i>	0,24	0,20
<i>Коефициент на рентабилност на собствения капитал</i>	0,03	0,03
<i>Коефициент на рентабилност на активите</i>	0,03	0,03
Показатели за ефективност		
<i>Коефициент на ефективност на разходите</i>	1,33	1,36
<i>Коефициент на ефективност на приходите</i>	0,75	0,74
Показатели за финансова автономност		
<i>Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал</i>	1,12	1,19
<i>Коефициент на финансова автономност</i>	11,97	9,10
<i>Коефициент на задлъжнялост</i>	0,08	0,11

Коефициентът на обща ликвидност от 27,50 за 2016 г. намалява на 16,69 за 2017 г. и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на 1 лев текущо задължение. Високият коефициент на обща ликвидност осигурява добри възможности за погасяване на текущите задължения.

Коефициентът на бърза ликвидност е 19,96 за 2016 г. и намалява на 13,38 за 2017 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 0,24 за 2016 г. и намалява на 0,20 за 2017 г.

Коефициентът на рентабилност на собствения капитал е 0,03 за 2016, като стойността му се запазва и през 2017 г.

Коефициентът на ефективност на разходите е 1,33 за 2016 г. и се увеличава на 1,36 за 2017 г. Той показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1,36 лв. приходи за 2017 г.

Коефициентът на ефективност на приходите е 0,75 за 2016 г. спрямо 0,74 за 2017 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал от 1,12 и показва, че дружеството разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на финансова автономност от 11,97 за 2016 г. намалява на 9,10 за 2017 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 е 0,08 за 2016 г., като стойността му се увеличава на 0,11 през 2017 г. Той определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал.

Сравнението на финансовите резултати за 2016 г. и 2017 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 12

Финансови показатели	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.	Изменение в %
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации	154 782	169 668	9,62%
ЕБИТ - печалба преди лихви и данъци	69 271	79 324	14,51%
ЕВТ - печалба преди данъци	73 731	68 265	-7,41%
Нетна печалба за периода	66 342	61 416	-7,43%

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.

Изказвания по т.1.:

Докладва А. Иванова. В КЕВР е постъпило заявление от 30.04.2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018 - 2027 г. Проучването на Десетгодишния план е установило, че е разработен и представен в КЕВР в законоустановения срок и е одобрен от Управителния съвет на дружеството. Публикуван е и е проведена публична консултация, по която е постъпило едно становище от потенциален ползвател, като след анализ на целесъобразността му, не е направено изменение в Плана. Десетгодишният план съдържа кратко представяне на дружеството, извършващо дейности по пренос и съхранение на природен газ по национална газопреносна мрежа, газопреносна мрежа за транзитен пренос и подземно газово хранилище „Чирен”. Направено е описание на инфраструктурата за пренос и съхранение, 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 2017 г. в България, основните участници на пазара, пазарния потенциал и перспективи за развитие. Описано е потреблението в съседните на България държави. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната през транзитния газопровод, добитите и нагнетените количества в ПГХ „Чирен”. Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2018 - 2027 г. Описани са мерките за гарантиране сигурността на доставките, включително оценката на риска и формулата N-1 по Регламент № 994/2010, като се посочва, че при реализация на проектите за нова газова инфраструктура България ще изпълни стандарта за инфраструктура през 2022 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта: проект за модернизирание, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура, проекти за изграждане на междусистемни газови връзки със съседните страни и на връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос, и проект за разширение на ПГХ „Чирен” и/или за ново газохранилище.

Десетгодишният план има изискуемото съдържание съгласно чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 1 от НЛДЕ и включва: График за изпълнение на планираните инвестиции, Инвестиционна програма за периода 2018 - 2027 г., които са представени в таблици от № 1 до № 5, както и основно проучване относно развитието на пазара на природен газ в региона и очаквания ръст на консумацията на природен газ в съседните на България страни. Направено е описание на ключови проекти. Развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, модернизацията и рехабилитацията на съществуващата инфраструктура и съоръженията са посочени в таблица № 6.

От „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискувано да представи информация за разпределението на вложените средства за 2017 г. по видове лицензионни дейности, която е представена и се съдържа в таблица № 7. Изпълнението на програмите за инвестиции за 2017 г. е 59%. В таблица, приложение № 1 към настоящия доклад, е представена информация за проектите от одобрения План за периода 2017 - 2026 г., с взето инвестиционно решение, предвидени за изпълнение за 2017 г., които са изпълнени или са преходни и изпълнението им продължава през 2018 г. При сравнение на данните от одобрения План за периода 2017 - 2026 г. и данните от представения за одобрение Десетгодишен план за периода 2018 - 2027 г. са установени нови проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение за периода 2018 - 2020 г., за които е взето инвестиционно решение и са описани подробно в доклада.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило проекти от Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017 - 2026 г., посочени в таблица № 1, които не са включени в Десетгодишния план за периода 2018 - 2027 г., съответно в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018 - 2020 г., поради отпаднала необходимост от реализацията им. Посочени са проектите, при които е налице повишаване на стойността на инвестицията и причините за това.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен финансов отчет и годишен доклад за дейността на дружеството за 2017 г., въз основа на които е разгледано и анализирано финансово-икономическото състояние през периода 2016 г. и 2017 г. Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ по национална газопреносна мрежа и по газопреносна мрежа за транзитен пренос и „съхранение на природен газ“. Сравнението на приходите на дружеството за 2016 г. и 2017 г. е представено в таблица № 8. Най-голям относителен дял от 57,19% в нетните приходи от продажби през 2017 г. имат приходите от транзитен пренос на природен газ. Относителният дял на приходите от пренос на природен газ за страната през 2017 г. е 19,47%. Относителният дял на приходите от съхранение на природен газ през 2017 г. е 1,44% и са се увеличили с малко повече от 30% спрямо отчетените през 2016 г.

Сравнението на разходите на дружеството през 2016 г. и 2017 г. е посочено в таблица № 9. Общо разходите през 2017 г. спрямо 2016 г. се увеличават с почти 12%.

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

Към края на 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 340 705 хил. лв., като стойността им се е увеличила с близо 6% спрямо 2016 г.

Регистрираният капитал на дружеството е увеличен с близо 4% за 2017 г.

Сравнението на финансовите показатели на финансовите резултати за 2016 г. и 2017 г. е посочено в таблици № 11 и № 12.

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.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 и чл. 81г, ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 113, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката и чл. 43 и чл. 49 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме доклада на работната група;
2. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 - 2027 г., които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;
3. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 - 2027 г. заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката;
4. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

И. Н. Иванов даде думата за изказвания.

А. Йорданов поиска членовете на работната група в резюме да разяснят законовия контекст, в който Комисията се произнася по Плана, конкретно в този етап преди провеждане на консултацията, за да обясни защо няма да гласува „против“ на този етап. Йорданов отбеляза, че има множество бележки и впоследствие ще се организира до две-

три, за да не отегчава Комисията. В процеса на консултация могат да бъдат засегнати и други въпроси.

А. Иванова отговори, че задължението за разработване на Десетгодишен план за развитие на преносните мрежи произтича от газовата Директива № 2009/73/ЕО, чл. 22, който е транспониран в чл. 81г от ЗЕ. Съгласно ЗЕ операторът разработва Десетгодишен план, в който включва определени реквизити, които подробно са описани в Закона и са доразвити в НЛДЕ. Там в чл. 112 е посочено съдържанието на този Десетгодишен план. Неговото изготвяне трябва да бъде съобразено от оператора с наличната информация за производство, доставки, потребление, обмен с други държави, включително техните предстоящи изменения, които той взема предвид, както и инвестиционните планове за регионалните мрежи на територията на ЕС и във връзка с общия план за развитие на мрежата в ЕС. Въз основа на този анализ операторът изготвя Плана и го подлага на обществено обсъждане пред ползвателите и потенциалните ползватели на мрежата, които имат право да дадат своите становища и предложения за нови инвестиции. Съобразявайки тези становища, операторът преценява дали те са целесъобразни. В случай че е така, прави промени в плана. Ако прецени, че не са целесъобразни, не го променя, след което го внася в КЕВР за одобрение. Комисията преценява от гледна точка на Закона дали този план има необходимото съдържание. Изследва финансово-икономическото състояние на дружеството, след което има задължението да подложи Плана на обществено обсъждане (вече в Комисията) отново пред всички заинтересовани лица, които в случая са основно ползвателите на мрежата и потенциалните такива. След като приключи общественото обсъждане и бъдат събрани всички становища във връзка с Плана, Комисията прави преценка дали има необходимост от нови инвестиции, които са установени в процеса на консултации. Тогава може да поиска да бъде променен Планът, като тези необходими инвестиции бъдат включени в него. Комисията има още едно правомощие. Тя може да наблюдава и оценява изпълнението на инвестициите, за които е взето инвестиционно решение за трите години. В случай че прецени, че тези инвестиции са необходими, може да задължи оператора да ги извърши. Това е от гледна точка на процедурите и задълженията съгласно Закона.

А. Йорданов каза, че предполага, че за колегите му е ясно, предвид специфичните правомощия на Комисията по отношение на този Десетгодишен план, защо той няма да има формално основание да гласува „против“ този доклад, и то не против работата, извършена от работната група. Той има конкретни бележки по съдържанието на самия План. Планът съдържа всичко, което следва да съдържа по Закон. Това, което работната група трябва да изследва, го е изследвала, но вследствие на това самият План и докладът са една силно захаросана версия на план въобще. Първо, той няма обвързващ характер за оператора, освен в едната му част – взетите вече инвестиционни решения, които са включени в Плана и по отношение на които регулаторът има някакво правомощие, т.е. да следи и наблюдава изпълнението. Оттам нататък всичко останало има необвързващ характер, но въз основа все пак на този Десетгодишен план, в който се включва и от плана на общността, всички останали ползватели на тези мрежи най-вероятно формират своите инвестиционни намерения. Ако се загледа детайлно какво се случва със стойностите, посочени за отделни инвестиции в Плана, и сроковете, и ако се разгледа не само този бизнес план, а последователно няколкото, които този състав е одобрявал, ще се види една много голяма динамика. За някои от тези неща има логично обяснение, експертите са се постарали да го потърсят от оператора, за други няма.

Според Йорданов в момента съществува едно безумно, условно разделяне на мрежата на мрежа за транзитен пренос и национална мрежа за пренос. Първо, ясно е, че мрежата за транзитен пренос, дори така да я наричат, тя отново е национална преносна мрежа. Няма как да е някаква друга или поне се надява да не е някаква друга. Към настоящия момент на Йорданов му се струва, че единственото обяснение за нейното съществуване е един дългосрочен договор за транзитен пренос с Газпром и нищо повече. Като се разгледа и европейското законодателство „*такова животно май няма като този*

жираф“. В този смисъл, ако се погледне и начина, по който са насочени инвестициите, и елементарната оценка, която все пак е направена от страна на работната група, по отношение на 2017 г. спрямо 2016 г., ще се установи, че до края на периода постоянно се предвижда някакво разделяне на инвестициите в транзитна, в национална преносна мрежа. Забелязва се по отношение на изпълнението на инвестициите, колкото и формално да е на този етап, защото то не е реална оценка на извършените инвестиции, че изпълнението на инвестициите в т.н. система за транзитен пренос е 83%, в системата за националната преносна система са 51%. В крайна сметка, независимо от всички ангажименти на оператора, в т.ч. и международни, основната цел на независимия преносен оператор (докато е само един в момента) все пак е изграждането и поддържането на националната преносна система и обслужването на потребностите от природен газ на територията на страната. Разбира се, предвид поетите ангажименти по международни договори, той, естествено, трябва да изпълнява и ангажиментите си по транзитен пренос, но Йорданов е на мнение, че това не може да се превърща във фокус и акцент на Десетгодишния план. Йорданов се опасява, че оттук нататък, ако такива договори за транзитен пренос бъдат сключвани занаяпред, може би след решението на ЕК по антиitrustовото дело срещу Газпром, ще трябва да бъдат консултирани все пак с ЕК. Те не могат да бъдат сключвани както досега. С такова впечатление е останал той от прессъобщението от страна на ЕК.

А. Йорданов заключи, че има множество неща, които го навеждат на усещането, че този план е съставен с не много ясни управленски критерии от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД, да не говори, че тук има пасажи, които въобще не приличат на план. Има пасаж, който касае изграждането на нови газови хранилища, който няма никаква информационна стойност. „Булгартрансгаз“ ЕАД просто съобщава при какви географски структури могат да се изградят нови хранилища, след което казва, че следва да се има предвид, че изграждането до реално функциониране отнема много време. Колко много – никой не знае. Поне това дружеството е могло да прогнозира. Доколкото е известно на Йорданов, географските структури на територията на Р България са добре проучени и откъм геология, т.е. биха могли поне ориентировъчно да кажат къде е възможно да се изградят, макар и да се нуждае от допълнително проучване капацитетът и всичко останало. А. Йорданов каза, че има още много бележки, но ще спре дотук. Йорданов заключи, че планът формално изпълнява изискванията на Директивата, Закона. Работната група е оценила това, с което разполага като информация, свършила си е работата, доколкото ѝ е било възможно при тази информация. Предвид ограничените правомощия на Комисията, той може само да направи коментарите и нищо повече.

И. Н. Иванов каза, че силно критичното изказване на А. Йорданов е по отношение на вносителя на материала „Булгартрансгаз“ ЕАД. Председателят счита, че дружеството може да се запознае впоследствие от протокола с изказаните от А. Йорданов становища и забележки.

Е. Харитоновка каза, че има въпрос, който също е към вносителя на материала, а не е към работната група. Тя помоли експертите за разяснение във връзка с проектите от „общ интерес“, било е Чирен и някой от междусистемните връзки.

И. Н. Иванов каза, че са всички, но на различни етапи.

Е. Харитоновка смята, че не са всички. Тя обясни, че затова е поискала самия материал, защото може да не го е видяла и да го е пропуснала. Но това не е разработено. И понеже точно „Булгартрансгаз“ ЕАД са имали проблеми със съгласувателните процедури с проектите от „общ интерес“, Харитоновка желае разяснение.

С. Станкова обясни, че почти всичко, което е свързано като междусистемна връзка, е проект от общ интерес, включително увеличаване капацитета на мрежата в посока Турция – Сърбия. Това също е проект от „общ интерес“. По повод изграждането на вътрешните връзки има участие на допълнително финансиране отвън и е нещо като проект от „общ интерес“.

Е. Харитоновка говори без микрофон.

Е. Харитоновата каза, че в електроенергетиката има един проект от общ интерес – българо-гръцка връзка „Неа Санта“ и Стара Загора на „Марица изток“. Като са върнали... изрично са подчертали да не се повтаря грешката с „Булгартрансгаз“ ЕАД, защото те не са съгласували със съседните страни (не с директната страна, която е). Харитоновата мисли, че това е сръбската връзка, но не спори. Трябвало е да се съгласува с другите съседни страни. Затова Е. Харитоновата е задала този въпрос.

И. Н. Иванов отбеляза, че като реплика е казал, че всички междусистемни връзки са в списъка на проекти от общ интерес. Това наистина е така. Тази, която е в най-начален етап, междусистемната връзка Турция – България, и тук изрично се казва, че по механизма за свързване на Европа в момента са получени 190 хил. евро за изпълнение на прединвестиционно проучване. Междусистемна газова връзка България-Сърбия също е включена в Трети списък с проекти от „общ интерес“, българо-гръцката връзка. Проект от „общ интерес“ е разширяването на капацитета на ПГХ „Чирен“. Изрично е записано, че е проект от „общ интерес“, включен в действащия към момента Трети списък. Това показва колко съществена подкрепа се оказва от ЕК за реализиране на тази свързаност с оглед на създаване по-нататък на регионален пазар на природен газ, а може би ще се мисли и за борса.

Е. Харитоновата каза, че точно заради това е задала въпроса, защото са изпратили писмо във връзка с електропровода „Неа Санта“ - „Марица изток“ с този коментар.

В. Джерманова каза, че се поддържа комуникация с ЕК и с комисиите от съседните държави членки, които са обект на тези проекти от „общ интерес“. Всички съгласувателни процедури, които от страна на КЕВР като регулатор е трябвало да бъдат направени, са изпълнени. Тук единствено в Плана може да се каже, че не е отразена най-актуалната информация, защото има по-нови неща, но към момента на изготвяне на Плана те не са били включени, защото още не са били факт.

Е. Харитоновата обясни, че не казва, че това е на КЕВР. Тя казва – на вносителя на този план.

В. Джерманова уточни, че те наистина не са отразили най-новите неща, дори както може да се види от последната информация от проекта IGB. Написали са, че строителството ще започне през първо тримесечие на 2018 г., което всички знаят, че не е вярно. Но все пак се знае, че за проектите от „общ интерес“, съгласно Постановление на МС, отговорен орган е Министерството на енергетиката, а не КЕВР. В този смисъл информацията е актуална.

Е. Харитоновата каза, че това е Десетгодишният план на оператора на газопреносната мрежа. Харитоновата, също като А. Йорданов, на този етап ще подкрепи, защото има една друга процедура, т.е. процедурата продължава. Е. Харитоновата никъде тук не е видяла и затова е попитала...

Говори се без микрофон.

И. Н. Иванов каза да не се прекъсва изказване на член на Комисията.

Е. Харитоновата каза, че ако ги има, значи не ги е видяла.

И. Н. Иванов потвърди, че ги има, той дори е изчел.

Е. Харитоновата отново каза, че *от едно и също място се получава едно писмо за едното нещо, дали е електричество или газ, няма значение*, а в същото време се твърди, че всичко е чисто. Затова е попитала.

А. Йорданов каза, че „Булгартрансгаз“ ЕАД получава подкрепа и в лицето на българския регулатор по отношение на консултирането с регулаторите на съседни страни, и по отношение на съвместните действия, в т.ч. действията, които подкрепят изграждането на нови преносни системи (Комотини-Стара Загора). Вярно е, че операторът там е друг, но в крайна сметка той следва да бъде свързан с този преносен оператор, който за момента е единствен. Всички тези усилия не оправдават витиевия подход при съставянето на плана от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Напротив. Тези системи са сложни и прогнозирането в тях, проектирането и плановете, които тук се обсъждат, трябва да са доста по-координирани, защото тук не става въпрос за изграждане на някакви

самостоятелни системи за пренос, а става въпрос за развитие на една цяла национална преносна система, както и да се дели, съответно капацитетите на тази система да се свържат със съседните преносни системи.

А. Йорданов заключи, че както и да я делят на транзитна, на друга, става въпрос за национална преносна система. И хранилищата, той неслучайно преди е споменал, са един много съществен елемент от нормалното функциониране на тази система. По тази причина само отбелязването в какви географски структури може да се изгражда хранилище, не може да е елемент от Плана.

А. Йорданов каза, че гледа пред себе си една карта. Нанесен е един морски газопровод и все още не разбира какво се има предвид в плана. Може би е трябвало малко по-детайлно обяснени да има от страна на оператора.

И. Н. Иванов каза, че счита, че този морски газопровод е в една вече неактуална карта на газопроводи, защото никъде не е потвърдено, че представеното в картата ще се реализира.

А. Йорданов каза, че е включена в този План.

И. Н. Иванов каза, че това просто няма да стане. Що се касае до разделянето на газопреносната система на национална и транзитна, Иванов е напълно убеден, че в следващите години това разделяне ще отпадне и България ще трябва да си представи своята национална газопреносна система, която да включва изцяло и т.н. в момента транзитна система. Това е европеизирането на българската преносна система, защото съвсем скоро тя няма да бъде само за транзит използвана част от нашата национална газопреносна система. Това ще реши и някои проблеми, които непрекъснато възникват, свързани с различни такси в транзитната система. Това е въпрос, който тепърва ще бъде решен, не от регулатора. Тук се води един по-общ разговор.

И. Н. Иванов подложи на гласуване проекта на решение, прочетен от А. Иванова, като насрочи обществено обсъждане на 05.07.2018 г. от 10:15 ч.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 и чл. 81г, ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 113, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката и чл. 43 и чл. 49 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

Р Е Ш И:

1. Приема доклад относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.;

2. Насрочва обществено обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г. на 05.07.2018 г. от 10:15 ч. в сградата на КЕВР;

3. За участие в общественото обсъждане да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията всички заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката;

4. Докладът, Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г., датата и часът на общественото обсъждане да бъдат публикувани на страницата на Комисията в интернет.

5. Определя 14-дневен срок за предоставяне на становища по Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Е.Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разгледа доклад относно комплексна планова проверка на „Ситигаз България“ ЕАД.

Със заповед № 3-Е-72 от 18.05.2018 г. на Председателя на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), на основание чл. 76, ал. 4 във връзка с чл. 80, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и График за плановите проверки за 2018 г. на енергийните дружества по изпълнение на лицензионните условия, е възложено на работна група да извърши комплексна планова проверка на „Ситигаз България“ ЕАД за изпълнение условията на издадените лицензии № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за териториите на общини Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово.

Проверката е извършена съгласно утвърдената от Председателя на КЕВР работна програма, изготвена в съответствие с чл. 19 от Методиката за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационни услуги, която е приложение към заповедта.

„Ситигаз България“ ЕАД е акционерно дружество с ЕИК 131285259 със седалище и адрес на управление: област София, община Столична, гр. София 1360, район Връбница, ул. „Адам Мицкевич“ № 4.

Предметът на дейност на дружеството е пренос, разпределение и продажба на природен газ.

Дружеството се представлява от Бруно Тани.

Капиталът на „Ситигаз България“ ЕАД е в размер на 60 000 000 лв. Единоличен собственик на капитала е Група Дружества Газ Римини АД, Италия.

С Решение № И2-Л-358 от 20.01.2016 г. на КЕВР, издадените на „Ситигаз България“ ЕАД лицензии № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за териториите на общини Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово и Главиница са изменени като е присъединена община Ситово.

„Ситигаз България“ ЕАД е изградило газоразпределителна мрежа в град Силистра. Газоразпределителната мрежа на дружеството е свързана към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД през октомври 2015 г. и е загазена през декември 2015 г., когато започва снабдяването с природен газ на клиентите на тази територия.

Проверката беше извършена в офиса на дружеството в гр. Силистра, ул. „Македония“ № 131, в присъствието на г-н Пламен Василев - директор маркетинг и пласмент и г-н Емил Гойчев - инженер ГРМ.

Проверката обхваща периода **юни 2011 г. - април 2018 г.**

В изпълнение на заповедта бяха проверени: документите на дружеството, свързани с изпълнението на лицензионните задължения и показателите на утвърдените бизнес планове за периодите 2011-2015 г. и 2016-2020 г. Беше извършен преглед на част от газоразпределителната мрежа (ГРМ) и прилежащите ѝ съоръжения, собственост на дружеството в гр. Силистра.

Проверката обхваща условията по издадените на дружеството лицензи, както следва:

I. Срок на лицензиите

„Ситигаз България“ ЕАД притежава следните лицензи: № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за териториите на общини Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово. Лицензиите са със срок до до 12.09.2042 г.

II. Непрехвърляемост на лицензията

Дружеството няма сключени договори с трети лица за изпълнение на отделни части от лицензионната дейност или други свързани с нея дейности от негово име и за негова сметка.

III. Специални условия

1. Изграждане на газоразпределителна мрежа за териториите на общини Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово

В изпълнение на лицензионните си задължения за изграждане на газоразпределителна мрежа в съответствие с условията и сроковете, посочени в одобрените от Комисията бизнес планове за периодите 2011 г.-2015 г. и 2016 г.-2020 г., „Ситигаз България“ ЕАД е изградило ГРМ, както следва:

таблица №1

Изградена мрежа /л.м./				
година	бизнес план	отчет	разлика	изпълнение %
2011	17 110	0	-17 110	0%
2012	9 610	0	-9 610	0%
2013	41 226	0	-41 226	0%
2014	31 000	8 949	-22 051	29%
2015	12 599	0	-12 599	0%
2016	2 465	6 405	3 940	260%
2017	2 530	3 609	1 079	143%

През 2018 г. (до м. април) не са изградени газопроводи и отклонения.

2. Експлоатация, поддръжка и развитие на мрежата

За въведените в експлоатация участъци от ГРМ, за периода на проверката на дружеството са издадени 4 бр. разрешения за ползване от Дирекция за национален строителен надзор за град Силистра.

В изпълнение на задължението на лицензианта да експлоатира и поддържа мрежата в съответствие с нормативните изисквания, и по начин, осигуряващ непрекъснатост, надеждност и ефективност на разпределението на природен газ и намаляване на технологичните разходи, и във връзка с оперативното управление и контрола на ГРМ, е разработена Инструкция за монтаж и безопасна експлоатация на съоръжения и ГРМ на територията на община Силистра.

„Ситигаз България“ ЕАД води и съхранява, в офиса си в град Силистра, ревизионни книги за надзорните съоръжения. На случаен принцип са проверени ревизионни книги на: газопроводно отклонение, газомерен и разпределителен пункт; газорегулаторен и измервателен пункт и одорираща станция.

Дружеството води регистър на аварийните прекъсвания по години за град Силистра, който съдържа: дата/час на прекъсването; местонахождение (улица, номер, район, клиент); причини за аварията/кратко описание; възстановяване на прекъсването - дата/час; продължителност на прекъсването (мин.); загуби на газ в nm^3 ; засегнати потребители (бр.).

Регистрираните аварийни прекъсвания - 10 бр., са само за 2016 г. и са свързани с: замръзване на регулатор; замръзване на разходомер; сработване на магнит винтил. Възникналите аварии се отстраняват в сроковете, съгласно общите условия на договорите.

Дружеството води регистър на плановите прекъсвания по години за град Силистра, съдържащ: дата/час на прекъсването; местонахождение (улица, номер, район, клиент); причини за прекъсването/кратко описание; възстановяване на прекъсването - дата/час; продължителност на прекъсването (мин.); загуби на газ в m^3 ; засегнати потребители (бр.). За периода на проверката не са регистрирани планови прекъсвания.

„Ситигаз България“ ЕАД изпълнява изискванията за одоризация на природния газ, съгласно разработените от дружеството „Методика за определяне на концентрацията на количеството одорант в природния газ в ГРМ на „Ситигаз България“ ЕАД“ и „Процедура за поддържане на Одориращите станции“. В изпълнение на тези вътрешни нормативни документи се изготвят протоколи от измерване на количеството одорант в определени крайни точки в гр. Силистра.

ГРМ, собственост на „Ситигаз България“ ЕАД, е изградена от полиетиленови тръби с висока плътност, няма стоманени газопроводи и не се извършва електрохимична защита.

Служители на дружеството извършват обходи на газопроводи по маршрутни карти, веднъж на три месеца, съгласно график, утвърден от техническия директор на дружеството.

Изпълнява се изискването за провеждане на начален и периодичен инструктаж на работниците и служителите на „Ситигаз България“ ЕАД по безопасност, хигиена на труда и противопожарна охрана. Представени са книги за провеждане на инструктажа от офиса в град Силистра, които се водят редовно.

Дружеството е изготвило Аварийен план на „Ситигаз България“ ЕАД, утвърден от техническия директор. Аварийният план включва газоразпределителната мрежа и всички спирателни и регулиращи съоръжения, монтирани на територията на гр. Силистра, община Силистра, област Силистра.

От техническия директор на дружеството е утвърден списък с необходимите материални запаси. Дружеството разполага със склад в гр. Силистра, ул. „Македония“ № 131, в който се поддържат инструменти и материали за поддръжка и отстраняване на аварии по газоразпределителната мрежа. Лицензираната територия се обслужва от два сервизни автомобила.

„Ситигаз България“ ЕАД има разработена програма за здравословни и безопасни условия на труд, утвърдена от председателя на Съвета на директорите на дружеството. Предоставени са следните документи:

- План за управление на дейностите по екология, здраве и сигурност в „Ситигаз България“ ЕАД;
- Договор за обслужване по Закона за осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, сключен със служба по трудова медицина „А. Д-Александра“ ЕООД на 03.04.2017 г.

3. Отношения с клиентите на природен газ

Дружеството разполага с център за работа с клиенти в град Силистра, който беше посетен в хода на проверката.

„Ситигаз България“ ЕАД има сключен договор с „Ипей“ АД и „Изипей“ АД, съгласно който на клиентите на дружеството е предоставена възможност за плащане чрез интернет и банкомати, както и плащане в брой в офис на „Изипей“ АД. С „Банка ДСК“ ЕАД и „Уникредит Булбанк“ АД има сключени договори за централизирано обслужване на плащания на клиенти на „Ситигаз България“ ЕАД. По този начин енергийното предприятие изпълнява изискването на чл. 38б, ал. 2 от Закона за енергетиката, като осигурява на клиентите широк избор на методи на плащане.

Дружеството разполага с телефон за работа с клиенти, който е обявен на интернет страницата му.

Общите условия на договорите, Правилата за работа с потребителите и цените, които са утвърдени от Комисията, са на разположение на клиентите за справки и информация в центъра за работа с клиенти.

4. Качество на услугите

Лицензиантът е длъжен да осигурява непрекъснато, сигурно и качествено снабдяване с природен газ на обслужваните клиенти. За изпълнение на това задължение той назначава достатъчен на брой и квалифициран персонал за осъществяване на дейността.

Организационната структура на „Ситигаз България“ ЕАД включва: Съвет на директорите, Дирекция маркетинг и продажби, Технически директор и строителен надзор, Ръководител на технически контрол по качеството, Личен състав и гл. счетоводител. В регионалния офис Силистра служителите са трима - ръководител на офиса, маркетинг специалист и специалист експлоатация.

„Ситигаз България“ ЕАД работи съгласно утвърдени от Комисията Показатели за качество на газоснабдяването.

Съгласно условията на издадените лицензии, лицензиантът е длъжен да въведе и поддържа система за приемане и обработка на жалби на клиенти. „Ситигаз България“ ЕАД поддържа регистър на постъпилите жалби на клиенти, който съдържа: вх. номер; дата; жалбоподател, адрес; описание на жалба/оплакване; отговор. За периода на проверката в дружеството е постъпила една жалба относно нелоялно отношение на служителите в гр. Силистра във връзка с продажбата на газови котли, която е неоснователна. На жалбоподателя е отговорено с писмо в срок, съгласно общите условия.

Дружеството е въвело и поддържа Системата за управление на качеството ISO 9001. В тази връзка е предоставен списък на документите за управление на „Ситигаз България“ ЕАД от Системата за управление на качеството ISO 9001, както и валиден сертификат за качество.

5. Присъединяване на клиенти на природен газ към газоразпределителната мрежа

Относно изпълнението на задълженията за присъединяване на клиенти към ГРМ на „Ситигаз България“ ЕАД е представена справка за подадени заявления за присъединяване от стопански и битови клиенти, по години, както следва:

таблица № 2

година	подадени заявления за присъединяване		аргументирани откази		сключени договори за присъединяване		реално направени присъединявания	
	стопански, бр.	битови, бр.	стопански, бр.	битови, бр.	стопански, бр.	битови, бр.	стопански, бр.	битови, бр.
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	1	0	0	0	0	0	0	0
2014	1	9	0	0	1	0	0	0
2015	9	6	0	0	3	0	0	0
2016	31	41	0	0	6	10	12	6
2017	32	240	1	9	12	120	7	72
04.2018	20	175	22	179	7	60	1	0

Съгласно представената справка за 2017 г. са регистрирани 10 бр. аргументирани откази, от които: 9 бр. на битови и 1 бр. на стопански клиенти, а до м. май 2018 г. са регистрирани 201 бр. аргументирани откази, от които: 179 бр. на битови и 22 бр. на стопански клиенти. Основната причина за мотивираните откази за присъединяване е, че все още няма изградена ГРМ в близост до съответните обекти. За отказ за присъединяване

заявителите се уведомяват писмено.

„Ситигаз България“ ЕАД извършва присъединяване на клиенти, съгласно изискванията на Наредба № 4 от 5 ноември 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи (Наредба № 4). Документите по присъединяване на клиентите са налични и се съхраняват в досиета с изключение на становищата по присъединяване, които се съхраняват отделно в изходящата кореспонденция на дружеството.

За периода на проверката няма подадени заявления за предоставяне на достъп до ГРМ на дружеството по чл. 4, ал. 1 от „Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи, за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ“.

6. Измерване на природния газ

„Ситигаз България“ ЕАД поддържа електронна база данни за монтираните средства за търговско измерване (СТИ), собственост на дружеството, която съдържа следната информация: име на клиент; адрес; разходомер марка/тип; фабричен номер; дата, до която трябва да премине проверка; електронен коректор - марка/тип; фабричен номер; дата, до която трябва да премине проверка. Графиците за подлежащите на метрологична проверка разходомери се изготвят на основа на електронната база данни за монтираните СТИ.

Показанията на СТИ на клиенти се отчитат на 1-во число на месеца.

7. Оперативно управление на мрежата

Относно изпълнението на задълженията на дружеството за представяне на информация на оператора на преносната мрежа, е сключено Оперативно споразумение БТГ № 1900 от 12.02.2015 г. за взаимодействие между „Ситигаз България“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД съгласно Правилата за управление и техническите правила на газопреносните мрежи, приети от Комисията.

8. Изпълнение на показателите на одобрените бизнес планове

За периода на проверката „Ситигаз България“ ЕАД работи по утвърдени от Комисията бизнес планове за периодите 2011 г. - 2015 г. и 2016 г. - 2020 г.

Изпълнението на показателите за периода на проверката юни 2011 г. - март 2018 г. е, както следва:

таблица № 3

Направени инвестиции /хил.лв./				
година	бизнес план	отчет	разлика	изпълнение %
2011	2 030	0	-2 030	0%
2012	850	0	-850	0%
2013	2 878	239	-2 639	8%
2014	3 579	1 344	-2 235	38%
2015	1 039	52	-987	5%
2016	427	1 017	590	238%
2017	625	371	-254	59%

За 2018 г. (до м. април) са направени инвестиции в размер на 15 хил. лв.

таблица № 4

Реализирани количества природен газ (хил.м ³) по ГРМ на дружеството								
година	бизнес план		отчет		разлика		изпълнение %	
	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови
2011	3 458	169	0	0	-3 458	-169	0%	0%
2012	955	48	0	0	-955	-48	0%	0%
2013	697	15	0	0	-697	-15	0%	0%

2014	5 548	1 019	0	0	-5 548	-1 019	0%	0%
2015	7 047	2 316	10	0	-7 037	-2 316	0%	0%
2016	750	111	167	1	-583	-110	22%	1%
2017	1 112	222	423	31	-689	-191	38%	14%

За 2018 г. (до м. април) са реализирани 411 хил. м³ природен газ, съответно 348 хил. м³ за стопанските и 63 хил. м³ за битовите клиенти.

таблица № 5

Брой клиенти (с натрупване)								
година	бизнес план		отчет		разлика		изпълнение %	
	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови
2011	14	7	0	0	-14	-7	0%	0%
2012	46	15	0	0	-46	-15	0%	0%
2013	67	55	0	0	-67	-55	0%	0%
2014	59	387	0	0	-59	-387	0%	0%
2015	42	589	11	0	-31	-589	26%	0%
2016	47	75	14	5	-33	-70	30%	7%
2017	43	110	23	71	-20	-39	53%	65%

Към м. март 2018 г. присъединените клиенти към ГРМ на „Ситигаз България“ ЕАД, са както следва: 27 бр. стопански и 78 бр. битови.

9. Застраховки

Дружеството изпълнява задължението за сключване и поддържане на застраховки. В хода на проверката са предоставени полиците за „имуществена застраховка“ и „обща гражданска отговорност към трети лица“ за проверявания период, които са задължителни, съгласно условията на лицензиите.

10. Разделно счетоводство и цени

От годишните финансови отчети, представяни в КЕВР ежегодно е видно, че дружеството води разделно счетоводство за всяка дейност, подлежаща на лицензиране. Отделно се водят дейностите, които не подлежат на лицензиране.

От проверените фактури за доставени количества природен газ за периода на проверката (на стопански клиенти - 18 бр. и на битови клиенти - 7 бр.) е видно, че цените за разпределение и снабдяване с природен газ са в съответствие с утвърдените от Комисията (решения: № Ц-25 от 11.07.2011 г. и № Ц-2 от 29.01.2016 г.).

Във фактурите, издавани на стопански и битови клиенти, са посочени отделните компоненти, формиращи крайната цена, а именно: цена за разпределение на природен газ, цена за снабдяване с природен газ, цена на обществения доставчик за съответното тримесечие, цена за пренос през газопреносната мрежа, цена за достъп до газопреносната мрежа, акциз и ДДС.

Проверени са фактури за присъединяване към ГРМ (на стопански клиенти - 2 бр. и на битови клиенти - 1 бр.). От тях е видно, че прилаганите от дружеството цени съответстват на утвърдените от Комисията пределни цени за присъединяване към ГРМ на дружеството.

„Ситигаз България“ ЕАД предлага следните допълнителни услуги: съгласуване на проекти, възстановяване на газоподаване, спиране на газоподаване, смяна на партида, техническа проверка на СТИ по искане на клиента.

Дружеството изпълнява изискванията за предоставяне на своите потребители на енергийни услуги на необходимата информация във фактурите и на интернет страницата си, съгласно чл. 38б от ЗЕ.

11. Събиране, съхранение и предоставяне на информация на Комисията - годишен доклад

В изпълнение на задълженията за съхраняване и предоставяне на информация на Комисията съгласно издадените лицензии, дружеството е предоставяло необходимата информация в срок. Представени са годишни доклади за дейността на дружеството за периода 2012 г. - 2017 г.

12. Сделки на разпореждане и извеждане от експлоатация на елементи от мрежата

За периода на проверката дружеството декларира, че не са извършвани сделки на разпореждане с имущество на дружеството.

13. Такси - Дружеството заплаща лицензионните такси съгласно Тарифа за таксите, които се събират от КЕВР по ЗЕ, като към датата на проверката няма задължения.

IV. Заключение

В резултат на извършената комплексна планова проверка се установи:

„Ситигаз България“ ЕАД изпълнява задълженията по издадените му лицензии за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за териториите на общини Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, в съответствие с техните условия.

Предвид констатациите от проверката, с оглед подобряване работата на дружеството и привеждане на дейността му в максимална степен в съответствие с лицензионните задължения, в констативния протокол от проверката е дадено следното задължително предписание:

„Ситигаз България“ ЕАД да съхранява всички документи по присъединяването в досиетата за присъединяване на обектите към ГРМ, съгласно чл. 35 от Наредба № 4 от 5 ноември 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи, като ги доокомплектова със становищата за присъединяване.

С писмо вх. № Е-15-35-11 от 22.06.2018 г. „Ситигаз България“ ЕАД уведомява Комисията, че предписанието от констативния протокол е изпълнено.

Изказвания по т.2.:

Докладва М. Сиркова. Със заповед на Председателя на Комисията е възложено на работна група да извърши комплексна планова проверка на „Ситигаз България“ ЕАД за изпълнение условията на издадените лицензии за осъществяване на дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за териториите на общини Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово. Проверката е извършена съгласно утвърдената от Председателя работна програма. За резултатите от проверката е съставен и връчен констативния протокол. Проверени са документите на дружеството, свързани с изпълнението на лицензионните задължения и показателите на утвърдения бизнес план. Извършен е преглед на част от съоръженията, собственост на дружеството. Едноличен собственик на капитала е Група Дружества Газ Римини АД, Италия. Газоразпределителната мрежа на дружеството е свързана към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД през октомври 2015 г. и е загазена през декември 2015 г., когато започва снабдяването с природен газ на клиентите на тази територия. Към м. март 2018 г. присъединените клиенти към ГРМ на „Ситигаз България“ ЕАД в Силистра са 27 бр. стопански и 78 бр. битови.

В резултат на извършената комплексна планова проверка е установено, че „Ситигаз България“ ЕАД изпълнява задълженията по издадените му лицензии за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ в съответствие с техните условия.

Предвид констатациите от проверката, с оглед подобряване работата на дружеството и привеждане на дейността му в максимална степен в съответствие с лицензионните задължения, в констативния протокол от проверката е дадено следното задължително предписание: „Ситигаз България“ ЕАД да съхранява всички документи по присъединяването в досиетата за присъединяване на обектите към ГРМ, съгласно чл. 35 от Наредба № 4 за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи, като ги окомплектова със становищата за присъединяване, които са били в отделна папка.

С писмо вх. № Е-15-35-11 от 22.06.2018 г. „Ситигаз България“ ЕАД уведомява Комисията, че предписанието от констативния протокол е изпълнено.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 10, ал. 1 и чл. 11 от Методиката за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ и ЗРВКУ, работната група предлага Комисията да вземе решение, с което да приеме доклада на работната група относно проверката, извършена съгласно Заповед на Председателя на КЕВР.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 10, ал. 1 и чл. 11 от Методиката за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационни услуги, Комисията

Р Е Ш И:

Приема доклад относно комплексна планова проверка на „Ситигаз България“ ЕАД за сведение.

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

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – 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 относно **комплексна планова проверка на „Примагаз“ АД.**

Със заповед № 3-Е-71 от 18.05.2018 г. на Председателя на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), на основание чл. 76, ал. 4 във връзка с чл. 80, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и График за плановите проверки за 2018 г. на енергийните дружества по изпълнение на лицензионните условия, е възложено на работна група да извърши комплексна планова проверка на „Примагаз“ АД за изпълнение условията на издадените лицензии № Л-153-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-153-12 от 18.01.2010 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Варна - за кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово.

Проверката е извършена съгласно утвърдената от Председателя на КЕВР работна програма, изготвена в съответствие с чл. 19 от Методиката за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ

и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационни услуги, която е приложение към заповедта.

„Примагаз“ АД е акционерно дружество с ЕИК 831079085 със седалище и адрес на управление: област Варна, община Варна, гр. Варна 9023, район Владислав Варненчик, ж.к. „Владислав Варненчик“, бл. 222-А.

Предметът на дейност на дружеството е управление и експлоатация на разпределителни мрежи за природен газ; разпределение и снабдяване с природен газ на потребителите на разпределителните мрежи; инвестиционна дейност във връзка с развитието на разпределителните мрежи; поддържане на обектите и съоръженията от разпределителните мрежи в съответствие с техническите изисквания, както и поддържане и развитие на спомагателните съоръжения; извършване на други услуги на потребителите на разпределителни мрежи.

Дружеството се представлява от Олга Стефанова Влайкова и Алберто Донди, поотделно.

Капиталът на „Примагаз“ АД е в размер на 1 149 860 лв.

Проверката беше извършена в офиса на дружеството в гр. Варна, ул. „Акад. Курчатов“ № 1, ет. 3, офис 10, в присъствието на г-н Николай Попов - технически директор.

Проверката обхваща периода **януари 2014 г. – април 2018 г.** Последната планова проверка е извършена през 2013 г.

В изпълнение на заповедта бяха проверени: документите на дружеството, свързани с изпълнението на лицензионните задължения и показателите на утвърдения бизнес план за периода 2014 г. - 2018 г. Беше извършен преглед на част от газоразпределителната мрежа (ГРМ) и прилежащите съоръжения, собственост на дружеството.

Проверката обхваща условията по издадените на дружеството лицензии, както следва:

I. Срок на лицензиите

„Примагаз“ АД притежава следните лицензии: № Л-153-08 от 17.12.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-153-12 от 18.01.2010 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Варна - за кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово. Лицензиите са със срок до 17.12.2036 г.

II. Непрехвърляемост на лицензията

Съгласно условията на издадените лицензии лицензиантът може с писмени договори да възлага временно на трети лица от негово име и за негова сметка да изпълняват отделни части от лицензионната дейност или други свързани с нея дейности.

„Примагаз“ АД е сключило с „Информационно обслужване“ АД, клон Варна - договор за извършване на услугата хибридна поща, с който е възложено на изпълнителя да отпечатва, пликосва и доставя в пощенските кутии на клиентите уведомителни писма за задълженията им за ползван природен газ. Договорът е сключен на 25.04.2018 г. и е представен в хода на проверката.

III. Специални условия

1. Изграждане на газоразпределителна мрежа на територията на община Варна - за кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово.

В изпълнение на лицензионните си задължения за изграждане на газоразпределителна мрежа в съответствие с условията и сроковете, посочени в одобреният от Комисията бизнес план за периода 2014 г. - 2018 г., „Примагаз“ АД е изградило ГРМ, както следва:

таблица №1

Изградена мрежа - разпределителни газопроводи и отклонения (л. м)				
година	бизнес план	отчет	разлика	изпълнение %
2014	1 057	498	-559	47%
2015	1 191	594	-597	50%
2016	1 440	886	-554	62%
2017	2 874	247	-2627	9%

През 2018 г. (до м. април) не са изградени газопроводи и отклонения.

2. Експлоатация, поддръжка и развитие на мрежата

За въведените в експлоатация участъци от ГРМ, за периода на проверката, на дружеството са издадени 7 бр. разрешения за ползване от Дирекция за национален строителен надзор.

В изпълнение на задължението на лицензианта да експлоатира и поддържа мрежата в съответствие с нормативните изисквания и по начин, осигуряващ непрекъснатост, надеждност и ефективност на разпределението на природен газ и намаляване на технологичните разходи и във връзка с оперативното управление и контрола на ГРМ, са разработени:

- Правила за обслужване, поддръжка и експлоатация на разпределителните системи и съоръжения на „Примагаз“ АД;

- Инструкция за експлоатация, обслужване и поддръжане на разпределителни газопроводи и съоръжения към тях.

В офиса на „Примагаз“ АД се съхраняват ревизионните книги за надзорните съоръжения, които се водят редовно. На случаен принцип са проверени ревизионни книги на газоразпределителен газопровод и газопроводно отклонение.

Дежурствата на експлоатационния персонал в дружеството се дават съгласно изготвени графици на денонощните дежурства през почивните и празнични дни. Обходите на ГРМ се правят ежемесечно между 20-то и 25-то число от служителите на дружеството, за което изготвят протоколи.

Дружеството води регистър на аварийните прекъсвания по години, който съдържа: име на потребителя, адрес, дата и час на прекъсването, дата и час на възстановяване, продължителност на прекъсването, кратко описание на аварията, загуби на природен газ в m^3 , причина или вина за аварията.

Общият брой аварийни прекъсвания за периода на проверката е 52 бр., като най-честите от тях са свързани с: изключил регулатор, токов удар, грешка в котела, ВиК аварии, скъсвания при изкопни работи, проверка за плътност на тръба с одорант, опит за кражба на тръба, повреден вертикален щранг и др. Възникналите аварии се отстраняват в сроковете съгласно общите условия на договорите.

Дружеството води регистър на плановите прекъсвания (ремонти, присъединявания, разширения на мрежата) съдържащ: име на потребителя, адрес, дата и час на прекъсването, дата и час на възстановяване, продължителност на прекъсването, тип на извършения ремонт, просрочване, планирана дата за следващо прекъсване.

Общият брой планови прекъсвания е 3 бр., като те са свързани с изпитване на мрежата. Продължителността на плановите прекъсвания е в сроковете съгласно общите условия на договорите.

„Примагаз“ АД изпълнява изискванията за одоризация на природния газ. В изпълнение на инструкцията за проверка степента на одориране на природния газ в газоразпределителните мрежи на „Примагаз“ АД се извършват проверки на степента на концентрация на одорант в крайни точки на мрежата, за които се съставят констативни протоколи от извършилите проверката служители на дружеството.

Газоразпределителната мрежа на „Примагаз“ АД в изградена от стоманени и полиетиленови газопроводи. Дружеството е разработило Инструкция за експлоатация на

електрохимическата защита на газопроводна мрежа в системата на „Примагаз“ АД, съгласно която се извършват обходи на газоразпределителната мрежа за измерване на защитния потенциал по дължина на ГРМ, оценка на изолационното покритие и настройка на станцията за катодна защита, за които се издават протоколи от извършилите проверката служители на дружеството.

Изпълнява се изискването за провеждане на начален и периодичен инструктаж на работниците и служителите на „Примагаз“ АД по безопасност, хигиена на труда и противопожарна охрана. Представени са книги за провеждане на инструктажа, които се водят редовно.

„Примагаз“ АД е изготвило План за действие при бедствия и аварии, който е утвърден от изпълнителния директор на дружеството.

От управляващия член на съвета на директорите на дружеството е утвърден списък с необходимите материални запаси. „Примагаз“ АД разполага със склад в гр. Варна, ул. „Под игото“ № 39. Лицензираната територия се обслужва от четири сервизни автомобила.

Дружеството има разработена програма за здравословни и безопасни условия на труд, утвърдена от управителния член на съвета на директорите на дружеството. Към нея са приложени следните документи:

- План-програма за минимизиране и контролиране на риска при работа в „Примагаз“ АД през 2018 г.;

- Договор за обслужване от „Служба по трудова медицина МЕДЕКО - ЕКСПЕРТ“ ЕООД от 16.11.2017 г.

3. Отношения с клиентите на природен газ

Дружеството разполага с център за работа с клиенти в град Варна, ул. „Акад. Курчатов“ № 1, който беше посетен в хода на проверката.

„Примагаз“ АД има сключен договор с „Ипей“ АД и „Изипей“ АД, съгласно който на клиентите на „Примагаз“ АД е предоставена възможност за плащане чрез интернет, с банкови карти и други платежни средства, плащания от банкомат и плащания в брой в офис на „Изипей“ АД. По този начин енергийното предприятие изпълнява изискването на чл. 38б, ал. 2 от Закона за енергетиката, като осигурява на клиентите широк избор на методи на плащане.

В центъра за работа с клиенти има телефон за обслужване, който е обявен на интернет страницата на дружеството.

Общите условия на договорите, Правилата за работа с потребителите и цените, които са утвърдени от Комисията, са на разположение на клиентите за справки и информация в центъра за работа с клиенти, както и на интернет сайта на дружеството.

4. Качество на услугите

Лицензиантът е длъжен да осигурява непрекъснато, сигурно и качествено снабдяване с природен газ на обслужваните клиенти. За изпълнение на това задължение той назначава достатъчен на брой и квалифициран персонал за осъществяване на дейността. От дружеството са предоставили щатно разписание, включващо поименно 12 служители за проверяваната лицензионна територия.

„Примагаз“ АД работи съгласно утвърдени от изпълнителния директор на дружеството Показатели за качество на газоснабдяването, които съответстват на приетите от Комисията.

Съгласно условията на лицензиите, лицензиантът е длъжен да въведе и поддържа система за приемане и обработка на жалби на клиенти. Дружеството поддържа дневник за регистриране на жалби на клиенти. За периода на проверката в дружеството са постъпили жалби само през 2014 г. - 3 бр. Жалбите са на битови клиенти и са свързани с качество на услугата и несъгласие с начислени суми. Жалбите са удовлетворени. Дружеството разглежда и решава в предвидения в общите условия срок постъпилите жалби на клиенти.

Дружеството е не е въвело системата за управление на качеството.

5. Присъединяване на клиенти на природен газ към газоразпределителната мрежа

Относно изпълнението на задълженията за присъединяване на клиенти към ГРМ на „Примагаз“ АД е представена справка за подадени заявления за присъединяване от стопански и битови клиенти по години, както следва:

таблица № 2

година	подадени заявления за присъединяване		сключени договори за присъединяване		реално направени присъединявания	
	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови
2014	4	21	1	11	4	26
2015	3	25	4	11	9	13
2016	6	16	7	23	6	27
2017	4	28	1	25	4	25
до 04.2018	4	15	1	1	0	4

За периода на проверката има 27 бр. мотивирани откази на битови клиенти, от които 10 бр. през 2014 г., 14 бр. през 2015 г. и 3 бр. през 2017 г. Основната причина за мотивираните откази за присъединяване е, че все още няма изградена ГРМ в близост до съответните обекти.

„Примагаз“ АД извършва присъединяване на клиенти, съгласно изискванията на Наредба № 4 от 5 ноември 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи (Наредба № 4). Документите по присъединяване на клиентите са налични и се съхраняват в досиета на присъединените обекти съгласно изискванията на чл. 35 от Наредба № 4 в офиса на дружеството.

За периода на проверката няма подадени заявления за предоставяне на достъп до ГРМ на дружеството по чл. 4, ал. 1 от „Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи, за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ“.

6. Измерване на природния газ

„Примагаз“ АД поддържа регистър на монтираните средства за търговско измерване (СТИ), собственост на дружеството, който съдържа следната информация: име на клиент, адрес на обекта, номер на партида, модел разходомер, тип разходомер, дата на проверка и дата на последваща проверка.

„Примагаз“ АД разполага със система за онлайн мониторинг на параметрите на газоразпределителните мрежи, която предоставя информация за налягане, температура и дебит на природния газ в определени точки от ГРМ. Около 70% от потреблението на дружеството е обхванато от системата.

Показанията на СТИ на клиенти се отчитат всеки месец между 1-во и 5-то число.

7. Оперативно управление на мрежата

Относно изпълнението на задълженията на дружеството за представяне на информация на оператора на преносната мрежа, съгласно Правилата за управление и техническите правила на газопреносните мрежи, приети от Комисията - дружеството няма сключено оперативно споразумение за взаимодействие с „Булгартрансгаз“ ЕАД защото е свързано с газопреносната мрежа посредством газопровод на пряко присъединен промишлен клиент, съгласно чл. 197, ал. 9 от Закона за енергетиката.

8. Изпълнение на показателите на одобрените бизнес планове

За периода на проверката „Примагаз“ АД работи по утвърден от Комисията бизнес план за периода 2014 г. - 2018 г.

Изпълнението на показателите е както следва:

таблица № 3

Инвестиции (хил.лв.)				
година	бизнес план	отчет	разлика	изпълнение %
2014	120	112	-8	93%
2015	319	77	-242	24%
2016	229	143	-86	62%
2017	152	106	-46	70%
до 04. 2018		25		

таблица № 4

Реализирани количества природен газ (хил.м ³) по ГРМ на дружеството								
година	бизнес план		отчет		разлика		изпълнение %	
	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови
2014	8 168	330	8 168	330	0	0	100%	100%
2015	9 050	564	7 889	330	-1 161	-234	87%	58%
2016	9 300	753	8 198	351	-1 102	-402	88%	47%
2017	9 550	973	8 658	412	-892	-561	91%	42%
до 04. 2018			3 827	225				

таблица № 5

Брой клиенти (с натрупване)								
година	бизнес план		отчет		разлика		изпълнение %	
	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови	стопански	битови
2014	98	446	98	446	0	0	100%	100%
2015	111	895	103	458	-8	-437	93%	51%
2016	115	1 195	109	477	-6	-718	95%	40%
2017	119	1 545	108	502	-11	-1 043	91%	32%

Към м. април 2018 г. присъединените клиенти към ГРМ на „Примагаз“ АД, са както следва: 111 бр. стопански и 503 бр. битови.

9. Застраховки

Дружеството изпълнява задължението за сключване и поддържане на задължителните, съгласно условията на лицензиите застраховки, като са предоставени полици за „имуществена застраховка“ и „обща гражданска отговорност към трети лица“ за проверявания период.

10. Разделно счетоводство и цени

От годишните финансови отчети, представяни в КЕВР ежегодно, е видно, че дружеството води разделно счетоводство за всяка дейност, подлежаща на лицензиране. Отделно се водят дейностите, които не подлежат на лицензиране.

От проверените фактури и сметки за доставени количества природен газ за периода на проверката (на стопански клиенти - 36 бр. и на битови клиенти - 53 бр.) е видно, че цените за разпределение и снабдяване с природен газ са в съответствие с утвърдените от Комисията с решения № Ц-021 от 03.05.2010 г. и № Ц-19 от 15.06.2015 г. С решение № Ц-3 от 16.01.2018 г. са коригирани цените за „разпределение на природен газ“ във връзка с неизпълнение на заложените инвестиции за 2016 г. в бизнес плана на дружеството за периода 2014 г. - 2018 г.

Във фактурите/сметките издавани на клиентите, са посочени отделните компоненти, формиращи крайната цена, а именно: цена за разпределение на природен газ, цена за снабдяване, цена на обществения доставчик за съответното тримесечие, цена за пренос през газопреносната мрежа, цена за достъп до газопреносната мрежа, акциз и ДДС.

Проверени са фактури за присъединяване към ГРМ (на стопански клиенти - 2 бр. и

на битови клиенти - 1 бр.). От тях е видно, че прилаганите от дружеството цени съответстват на утвърдените от Комисията пределни цени за присъединяване към ГРМ.

„Примагаз“ АД предлага следните допълнителни услуги: съгласуване на скици с останалите оператори от техническата инфраструктура (БТК, ВиК, ЕРП) и съгласуване на проекти за промишлени и обществено-административни и търговски клиенти.

Дружеството изпълнява изискванията за предоставяне на своите потребители на енергийни услуги на необходимата информация във фактурите и на интернет страницата си, съгласно чл. 38б от ЗЕ.

11. Събиране, съхранение и предоставяне на информация на Комисията - годишен доклад

В изпълнение на задълженията за съхраняване и предоставяне на информация на Комисията съгласно издадените лицензии, дружеството е предоставяло необходимата информация в срок. В КЕВР са представени годишни доклади за дейността на дружеството за периода 2014 г. - 2017 г.

12. Сделки на разпореждане и извеждане от експлоатация на елементи от мрежата

За периода на проверката дружеството декларира, че не е извършвало сделки на разпореждане.

13. Такси - Дружеството заплаща лицензионните такси съгласно Тарифа за таксите, които се събират от КЕВР по ЗЕ, но към датата на проверката има неплатени задължения в размер на 15,13 лв. от лихви.

IV. Заключение

В резултат на извършената комплексна планова проверка се установи:

„Примагаз“ АД изпълнява задълженията по издадените му лицензии за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Варна - за кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово, в съответствие с техните условия.

Предвид констатациите от проверката, с оглед подобряване работата на дружеството и привеждане на дейността му в максимална степен в съответствие с лицензионните задължения, в констативния протокол от проверката е дадено следното задължително предписание:

„Примагаз“ АД да започне процедура по въвеждане на система за управление на качеството на лицензионната дейност, съгласно т. 3.4.4. от лицензия № Л-153-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и т. 3.7.3. от лицензия № Л-153-12 от 18.01.2010 г. за „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Изказвания по т.3.:

Докладва Р. Тодорова. Със заповед на Председателя е възложено на работна група да извърши комплексна планова проверка на „Примагаз“ АД за изпълнение на издадените от Комисията лицензии за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Варна - за кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово.

Проверката е извършена съгласно утвърдената работна програма от Председателя на КЕВР. За резултатите от проверката е съставен и връчен констативния протокол. Проверени са документите на дружеството, свързани с изпълнението на лицензионните задължения и показателите на утвърдения бизнес план за периода 2014 – 2018 г. Извършен е преглед на част от мрежата и съоръженията, собственост на дружеството.

„Примагаз“ АД разполага със система за онлайн мониторинг на параметрите на газоразпределителните мрежи, която предоставя информация за налягане, температура и дебит на природния газ в определени точки от мрежата. Около 70% от потреблението на дружеството е обхванато от системата.

Към м. април 2018 г. присъединените клиенти на дружеството са 111 бр. стопански и 503 бр. битови.

С решение на Комисията от 16.01.2018 г. на дружеството е коригирана цената за „разпределение на природен газ“ във връзка с неизпълнение на заложените инвестиции за 2016 г. в бизнес плана за периода 2014 г. - 2018 г.

В резултат на извършената комплексна планова проверка е установено, че „Примагаз“ АД изпълнява задълженията по издадените му лицензии за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Варна, за кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово, в съответствие с техните условия.

Предвид констатациите, с оглед подобряване работата на дружеството и привеждане на дейността му в максимална степен в съответствие с лицензионните задължения, в констативния протокол от проверката е дадено следното задължително предписание: „Примагаз“ АД да започне процедура по въвеждане на система за управление на качеството на лицензионната дейност, съгласно условията на издадените му лицензии. На основание чл. 80, ал. 5 от ЗЕ, в срок от 3 месеца от връчването на констативния протокол, „Примагаз“ АД да уведоми КЕВР за изпълнението на даденото предписание като приложи съответните доказателства.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 10, ал. 1 и чл. 11 от Методиката за осъществяване на контролните правомощия на КЕВР по ЗЕ и ЗРВКУ, работната група предлага на Комисията да вземе решение, с което да приеме доклада на работната група относно извършената проверка.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 10, ал. 1 и чл. 11 от Методиката за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационни услуги, Комисията

РЕШИ:

Приема доклад на работната група относно комплексна планова проверка на „Примагаз“ АД за сведение.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – 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 относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.;
2. Насрочва обществено обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г. на 05.07.2018 г. от 10:15 ч. в

сградата на КЕВР;

3. За участие в общественото обсъждане да бъдат поканени чрез съобщение на интернет страницата на Комисията всички заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката;

4. Докладът, Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г., датата и часът на общественото обсъждане да бъдат публикувани на страницата на Комисията в интернет.

5. Определя 14-дневен срок за предоставяне на становища по Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

По т.2. както следва:

Приема доклад относно комплексна планова проверка на „Ситигаз България“ ЕАД за сведение.

По т.3. както следва:

Приема доклад на работната група относно комплексна планова проверка на „Примагаз“ АД за сведение.

Приложения:

1. Доклад вх. № Е-Дк-556 от 21.06.2018 г. - одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-588 от 25.06.2018 г. - Комплексна планова проверка на „Ситигаз България“ ЕАД за териториите на общини Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-589 от 25.06.2018 г. - Комплексна планова проверка на „Примагаз“ АД за територията на община Варна - за кметствата Владислав Варненчик, Младост и Аспарухово.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)