



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ БП - 47
от 30.09.2022 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 30.09.2022 г., като разгледа доклад с вх. № Е-ДК-1924 от 29.09.2022 г. относно одобряване на бизнес план на „Ай Си Джи Би“ АД за периода 2022 – 2026 г., установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-59-1015 от 19.09.2022 г. от „Ай Си Джи Би“ АД на основание чл. 22, ал. 1 във връзка с чл. 21, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) за разрешаване започване осъществяването на лицензионна дейност, съгласно Лицензия № Л-576-06 от 04.11.2021 г. за дейността „пренос на природен газ“, издадена с условие за изграждане на енергиен обект, съгласно чл. 39, ал. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ). В изпълнение на изискването на чл. 21, ал. 1, т. 6 към заявлението за разрешаване започване осъществяването на лицензионна дейност „Ай Си Джи Би“ АД е приложило бизнес план за дейността „пренос на природен газ“, за периода 2022 г. – 2026 г.

Въз основа на предоставените данни и документи от заявителя и извършеното проучване по преписката Комисията приема за установено следното:

„Ай Си Джи Би“ АД е акционерно дружество, регистрирано в България през 2011 г., създадено с цел да реализира проекта „Междусистемна газова връзка Гърция – България“ (IGB). Акционери в дружеството са „Български енергиен холдинг“ ЕАД (50%) и „IGI Poseidon” S.A. (50%), в които с равни права са гръцката компания DEPA International Projects Single Member S.A. (50%) и италианската енергийна група Edison S.p.A (50%). Предметът на дейност на дружеството е: развитие, проектиране, финансиране, управление, изграждане, експлоатация, поддръжка и потенциално разширяване на газопровода IGB; упражняване правото на собственост върху газопровода IGB; управление на преносния капацитет на газопровода IGB и сключване на договори за пренос по отношение на газопровода IGB; участие в договори за свързването на газопровода IGB със съседните съоръжения и други дейности, в допълнение на посочените.

Бизнес планът за реализацията на проекта IGB е структуриран функционално от дружеството в съответствие с изискванията на Наредба № 3 от 21.03.2013 г за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ), и съдържа: описание и параметри на проекта, инвестиционна програма, производствена програма, ремонтна програма, социална програма, прогнозни приходи, прогнозни разходи, прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране, прогнозни цени на предоставяните услуги, области за повишаване на ефективността и мерки за подобряване на качеството на предоставяните услуги и прогнозни годишни финансови отчети.

1. Описание и параметри на обекта:

„Междусистемната газова връзка Гърция – България“ е газопроводна система за пренос на природен газ между Република Гърция и Република България, която свързва

гръцката и българската национални газопреносни системи, и Трансадриатическия газопровод (ТАП).

Общата дължина на интерконектора IGB е около 182 км, от които 151 км на българска територия и 31 км на гръцка територия. В началната си точка при град Комотини газопроводът IGB се свързва с газопреносната система на Гърция и с ТАП. Гръцката част на IGB е разположена в северна посока от Комотини до гръцко-българската граница при прохода Маказа. Българската част започва от прохода Маказа и се свързва с българската национална газопреносна мрежа в района на гр. Стара Загора, като преминава през областите Кърджали, Хасково и Стара Загора. Газопроводът е с диаметър на тръбата 32 инча (~813мм), максимално работно налягане 7,5 МПа и проектно налягане 8,0 МПа, като наляганията на входните точки и на изходните точки към мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД, Hellenic Gas Transmission Operator S.A. (DESFA S.A.) и ТАП ще бъдат конкретно договорени чрез Споразуменията за междусистемно свързване. Техническият капацитет за пренос на природен газ на междусистемния газопровод е 3 млрд. куб. м/година. В зависимост от пазарния интерес към ползване на по-голям капацитет и възможностите на съседните газопреносни системи, капацитетът е проектиран да се увеличи до 5 млрд. куб. м/година, чрез допълнително изграждане на компресорна станция.

Газопроводът IGB се състои от следните основни компоненти: основен преносен газопровод DN 800 с обща дължина 182 км, с първоначален общ технически капацитет за пренос на 3 милиарда кубически метра (3 bcm); две газоизмервателни станции (ГИС) и станции за очистване на газа (СОГ) във входната и изходната точки на газопровода – една в Комотини и една в Стара Загора, проектирани да работят в реверсивен режим три двупосочни точки на свързване със системите на DESFA и ТАП в Комотини и със системата на „Булгартрансгаз“ ЕАД в Стара Загора; две газопроводни отклонения: при Кърджали (към местната газоразпределителна мрежа) и в Димитровград (към разклонението на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД); осем станции с кранови възли (КВ) – една на гръцка територия и седем на българска територия. Крановите възли разделят газопровода на технологични участъци с дължина около 30 km; диспечерски център (ДЦ) и база за експлоатация и поддръжка (База ЕиП) близо до Хасково; станции за катодна защита (СКЗ) с външно електрозахранване; две основни пресичания по метода на хоризонталното сондиране (ХС): язовир „Студен кладенец“ край Кърджали и река Марица; система SCADA за надзорен контрол и за събиране на данни от газопреносна система на IGB; фиброоптичен кабел за интерфейсите за обработка и телекомуникации на газопровода; външни инфраструктурни връзки с всички наземни инсталации на газопровода (пътища, електроснабдяване, водоснабдяване и канализация, телекомуникации); други компоненти, осигуряващи сигурността на газопровода, които са част от оборудването: вентилационни тръби за изпускане на природен газ при свръхналягане; спирателни кранове; предпазна изолация за точките на пресичане под пътища, железопътни линии и реки; електрическо оборудване; система за управление; система за безопасност и управление; пасивна и активна антикорозионна защита на стоманените тръби (катодна защита) и т.н. Според „Ай Си Джи Би“ АД чрез енергийния си обект ще предоставя услуги по пренос на природен газ по газопровода IGB, като осигурява и следните технологични функционалности на системата: очистване на природния газ, загряване на природния газ, регулиране на налягането и измерване на температурата, дебита и състава на природния газ.

Основните технически параметри на газопровода IGB са представени в таблица № 1.

Таблица № 1

Параметър	Стойност
Дължина на газопровода, в т.ч.	182 км
дължина на българска територия	151 км
Диаметър на тръбата	DN800 (32 инча)
Проектно налягане	8,0 МПа (80 бара)
Максимално работно налягане	7,5 МПа (75 бара)

Максимален годишен капацитет	3 bcm/y
Максимален дневен капацитет	9,1 mcm/дневно
Максимален годишен капацитет при възможен сценарий за по-нататъшно разширение с изграждане на компресорна станция	5 bcm/y
Работно налягане на входна точка ГИС Комотини и точка на междусистемно свързване с ТАП и DESFA, съответно:	ТАП – 9,5 МПа
	DESFA – 6,5 МПа
Работно налягане на изходна точка ГИС Стара Загора	6,0 МПа
Работно налягане на входна точка ГИС Стара Загора	5,0 МПа
Работно налягане на изходна точка ГИС Комотини	3,8 МПа

Според представения бизнес план изграждането на проекта приключва през септември 2022 г., а въвеждането му в търговска експлоатация се осъществява не по-късно от 01 октомври 2022 г., като след датата на търговската експлоатация, в първата пълна експлоатационна година от реализацията на проекта ще бъдат транспортирани приблизително 1,25 млн. куб. м природен газ (съгласно подписаните към настоящия момент споразумения за транспортиране на газ). Водещи условия при осъществяването на проекта, на основание „Окончателно съвместно решение на енергийните регулатори относно заявлението за освобождаване на „Ай Си Джи Би“ АД от 08.08.2018 г., са: освобождаване от правилата за достъп на трети страни за резервирания съгласно приключилия Пазарен тест капацитет за период от 25 г.; освобождаване от регулирана тарифа за целия капацитет на газопровода за период от 25 г.; освобождаване от задължението за отделяне по собственост.

Проектът за изграждане и експлоатация на газопровода IGB е инфраструктурен проект с дълъг срок за реализация и възвръщаемост на инвестициите и с държавно регулиране на дейността по пренос на природен газ. Според дружеството ефективното управление на проекта включва всички процеси, които са необходими, за да бъде извършвана лицензионната дейност и изпълнение на показателите, заложи в бизнес плана, което да доведе до неговата успешна реализация. По интерконектора е планирано да се пренасят 3 милиарда куб. метра природен газ годишно (bcm/y). В резултат на приключилия Пазарен тест са резервирани (...) млрд. куб. м/год. за първата година от експлоатационния период и средно (...) млрд. куб. м/год. на 25-годишна база. В тази връзка „Ай Си Джи Би“ АД посочва, че до изготвянето на бизнес плана на дружеството подписването на споразумение за транспортиране на газ с (...) не е сигурно, а (...) се отказва от предварително резервирания капацитет на етап пазарно проучване. Актуалният резервиран капацитет се равнява на (...) млрд. куб. м/год. за първата година от експлоатационния период и (...) млрд. куб. м/год. за оставащия период на експлоатация. Останалите количества капацитет до 3 млрд. куб. м ще се предлагат на платформа за резервиране на капацитет при стартиране на търговска експлоатация съгласно одобрения от Европейската комисия Мрежови кодекс и Регламент 2017/459 от 16 март 2017 г. за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреосни системи (Регламент 2017/459). Потенциално разширяване на газопровода IGB и увеличаване на неговия капацитет до 5 млрд. куб. м/год. ще се извърши при проявен пазарен интерес и при отчитане на икономическата целесъобразност на подобно разширение.

Според заявителя при разработката на бизнес плана са приети следните предпоставки и допускания: периодът на бизнес план е от 2022 г. до 2026 г. През септември 2022 г. приключва инвестиционната фаза на проекта (стартирала през 2011 г.), а експлоатационна фаза започва от датата на търговската експлоатация на газопровода на 1 октомври 2022 г. данните в бизнес плана са в съответствие с информацията във финансовия и тарифния модели, разработени за 25 годишен период от началото на експлоатацията, представени при одобряване на Мрежовия и Тарифния кодекси, като данните са актуализирани към датата на изготвяне на бизнес плана; всички разчети и паричните потоци, генерирани от проекта през наблюдавания период са посочени в евро (EUR). Информацията, изразена в български лева се получава при обменен курс от 1,95583 лв./евро, съгласно официалния обменен курс на

БНБ за периода. Данните в бизнес плана са представени по години (на годишна база), докато данните във финансовия модел са по периоди, обхващащи полугодие от всяка от годините до 30 септември 2047 г.; разходите са изчислени в реални цени, на база 2022 г. За прогнозите за оставащите години се прилага годишната инфлация и ръстът на реалния БВП за Еврозоната; размерът на корпоративния данък, който се прилага е 12,38% и се определя, като се вземат предвид корпоративните данъци в България и Гърция, съответно 10% и 24%. Данъкът се изчислява като претеглена средна стойност въз основа на териториалното разпределение на газопровода като се отчитат правилата за стабилизиране на данъчното облагане на дейността по пренос с корпоративен данък, постигнато с подписването на Междуправителственото споразумение между Република Гърция и Република България относно Проект IGB; одобреното освобождаване от правилата за регулиране на цените за пренос съгласно разпоредбите на Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ (Директива 2009/73/ЕО) за период от 25 години от датата на търговска експлоатация (ДТЕ), което гарантира конкурентоспособността, прозрачността и предвидимостта на тарифата за всички ползватели на газопровода IGB.

Основните параметри на проекта са представени в таблица № 2

Таблица №2

Параметър	Стойност
Инвестиционна стойност	(...) млн. евро без ДДС
Времеви обхват	
Период на строителство (строителна фаза)	2011 г. – септември 2022 г.
Дата на търговска експлоатация	1 октомври 2022 г.
Край на периода на освобождаване	1 октомври 2047 г.
Резервиран капацитет	
Годишен капацитет от ДТЕ до 5 година вкл.	1,25 bNcm/y (179 673 Ncm/h/y)
Годишен капацитет от 6 до 25 година вкл.	1,15 bNcm/y (131 044 Ncm/h/y)
Финансиране на инвестиционната програма	
Финансиране с привлечен капитал	
Безвъзмездно финансиране от Европейската енергийна програма за възстановяване	(...) млн. евро
Безвъзмездно финансиране по Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014 – 2020 г., осигурено от Европейските структурни и инвестиционни фондове	(...) млн. евро
Дългосрочно заемно финансиране от Европейската инвестиционна банка, предоставено чрез БЕХ ЕАД	(...) млн. евро
Финансиране с акционерен капитал	(...) млн евро
Вътрешна норма на възвръщаемост (IRR)	7,9%
Възвръщаемостта на инвестирания капитал (ROIC)	(...)%
Референтна тарифа	(...) евро/kNcm
Коефициент на преобразуване	1 €/kNm ³ = 9,764*10 ⁻⁵ €/kWh

2. Инвестиционна програма:

От представения бизнес план е видно, че общият размер на инвестиционните разходи за осъществяване на енергийния обект – интерконектор IGB е на стойност над (...) млн. евро. Инвестиционните разходи по проекта обхващат всички разходи, осъществени по време на инвестиционната фаза на проекта, които към началото на експлоатационната фаза са формирани от дългосрочни материални и нематериални активи. Инвестиционните разходи, разделени по категории, и тяхната стойност без данък добавена стойност (ДДС) са както следва: разходи за проектиране и планиране – (...) млн. евро без ДДС. В тази сума са включени всички разходи, които възникнат при стартирането на проекта, преди началото на изпълнението му: изготвяне на подробен устройствен план, ОВОС, подробно разчертаване на пътя, археология, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на работни проекти, придобиване на права на собственост (без данък и стойност на обезщетенията); разходи за

закупуване на земя – (...) млн. евро. Тези средства включват закупуване на земя за поставяне на съоръженията и придобиване на вещни права, учредяване на сервитута и право на ползване за линейни обекти; разходи за строително-монтажни работи (СМР) – (...) евро без ДДС. Тук е включено изграждането на линейната част на тръбопровода и дейностите по инсталиране на прилежащи съоръжения, съответно: разходи за СМР на тръбопровод и кранови възли – (...) млн. евро без ДДС; разходи за СМР на съоръжения и станции (ГИС и очистна станция) – (...) млн. евро без ДДС; разходи за СМР на СР, фиброоптичен кабел (ФОК), Система за контрол, визуализация и събиране на данни (SCADA), електрозахранване, и др. разходи (...) млн. евро без ДДС. разходи за съоръжения и оборудване – (...) млн. евро без ДДС. Тази стойност включва всички съпътстващи съоръжения – тръбопроводна система за катодна защита, газоизмервателни станции (ГИС), кранови възли, отсекателни вентили, клапани и др., съответно за: разходи за тръбопровод – (...) млн. евро без ДДС; разходи за кранови възли – (...) млн. евро без ДДС; разходи за съоръжения и станции (ГИС и Очистна станция) – (...) млн. евро без ДДС; други разходи за СР, ФОК, SCADA, електрозахранване, проектиране, обучения – (...) млн. евро без ДДС; разходи за организация и управление на проекта – (...) млн. евро. В тази стойност са включени брутните възнаграждения за звеното за управление на проекта, които са формирани при допускането, че служителите ще работят по проекта 40 часа седмично за периода на подготовка и изпълнение на строителството. Дейността включва също международни правни консултанти, маркетинг и комуникации, корпоративни дейности и С.А.Р. застраховка за целия период на строителството; разходи за популяризиране и публичност – (...) хил. евро без ДДС. Посочването на приноса на фондовете на Европейския съюз за изпълнението на проекта със средства от ЕСИФ за изградените активи е задължение на бенефициера. За целта бенефициерът осигурява поставянето на стикери, табели, знаци, изготвянето на информационни материали и видеоклипове, отговарящи на изискванията. Разходи за авторски и строителен надзор – (...) млн. евро без ДДС. Надзорът включва инженер-консултант на собственика на съоръжението и строителен надзор съгласно изискванията на Закона за устройство на територията, конкретно за всеки от тях: за инженер-консултант – (...) млн. евро без ДДС, за строителен надзор – (...) млн. евро без ДДС; разходи за археологическо проучване – (...) млн. евро без ДДС; разходи за проектантски надзор – (...) млн. евро без ДДС. Газ за запълване на тръбопровода, служещ за поддържане на налягането – (...) млн. евро без ДДС. Разходи по финансиране, свързани с финансирането от Европейската инвестиционна банка – (...) млн. евро без ДДС. Биореставрация, залесяване и възстановяване на поминька на засегнатото население (в изпълнение на изискванията на Европейската инвестиционна банка) – (...) млн. евро без ДДС. Система за търговско диспечирание (вкл. разходи за лицензии за 25 години) – (...) млн. евро без ДДС.

Предвижда се в осмата и шестнадесетата години от експлоатационния живот на проекта да възникнат допълнителни разходи за реконструкции и замяна на оборудване и съоръжения, и разходи свързани със системата SCADA.

Направените инвестиции за изграждане на енергийния обект IGB до 30.06.2022 г. (съгласно последната актуализация на референтната тарифа, получила одобрение на Общо събрание на акционерите на „Ай Си Джи Би“ АД на 22.07.2022 г.) са в размер на над (...) млн. евро. Инвестиционната програма предвижда завършване на строителството през септември 2022 г. и въвеждане в търговска експлоатация не по-късно от 1 октомври 2022 г.

3. Производствена програма

Според дружеството при разработването на бизнес програмата е използвало проучване за развитието на газовия пазар в региона, като подробно е описана съществуващата ситуация, свързана със сигурността на доставките, диверсификацията на източниците, конкуренцията в пазара на едро и дребно и характеристиките на регионалния газов пазар. В Проучването за осъществимост на проекта е направен подробен анализ на търсенето и приноса на IGB за повишаване на конкуренцията в пазара на едро, анализ на

алтернативите и вариантите за коридорите на трасето, технологичните варианти и техническите аспекти на газопровода, анализ на динамичните пазарни явления, параметрите на макро и микросредата и тяхното влияние върху потреблението на природен газ в отделните сектори в България и страните от Югоизточна Европа.

В бизнес плана са посочени стратегическото планиране и конкретните цели на проекта, съгласуваност с целите на Оперативната програма и очаквания принос към приоритетната ос, принос към социално-икономическото развитие и мерките за осигуряване на оптимално използване на проекта.

В тази връзка предлаганите от „Ай Си Джи Би“ АД стандартни продукти за капацитет са: твърд поток в права посока (капацитет ТПП), считано от датата на търговската експлоатация (ДТЕ), ползвателите на мрежата могат да резервират предложените, съгласно Решението за освобождаване, (...) н. куб. м/ч/год., твърд капацитет в права посока на входната/ите точка/и на Комотини да бъдат транспортирани до изходната точка в Стара Загора. „Ай Си Джи Би“ АД ще прилага теглови коефициент (load factor) 0,9; твърд поток в обратна посока (капацитет ТПО), който ползвателите на газопровода могат да резервират във входната точка в Стара Загора и газът да бъде транспортиран до изходната/ите точка/и в Комотини, след изграждане на необходимите съоръжения за осигуряване на услугата по преноса на природен газ. От датата на търговската експлоатация, капацитетът ТПО първоначално ще се третира като „добавен капацитет“ и следва съответната процедура, посочена в Регламент 2017/459, за инвестиране в необходимите съоръжения и осигуряване на съответната услуга по пренос от „Ай Си Джи Би“ АД; прекъсваем поток в права посока (капацитет ППП) от ДТЕ, ползвателите на мрежата могат да резервират капацитет на прекъсваем поток в права посока във входните точки на Комотини, но само ако няма наличен капацитет ТПП; прекъсваем поток в обратна посока (капацитет ППО) след ДТЕ ползвателите на мрежата могат да резервират капацитет ППО при входната точка Стара Загора.

Процедурите за резервиране на капацитет ТПО, ППП и ППО са съобразени с разпоредбите на член 10.3 от Мрежовия кодекс на IGB и Регламент 2017/459.

Предлаганите от „Ай Си Джи Би“ АД услуги, свързани с основната лицензионна дейност на дружеството по пренос на природен газ, могат да бъдат обобщени както следва: непрекъсваема услуга по пренос на природен газ; резервиране на капацитет, като процесът на резервиране се осъществява чрез платформа за резервиране на капацитет, като „Ай Си Джи Би“ АД изчислява и публикува наличния капацитет при точките на междусистемно свързване, дефинира и управлява процедурата, с която ползвателят на мрежата иска капацитет, разпределя капацитет съгласно решението за освобождаване и/или разпоредбите на Регламент на Комисията (ЕС) 2017/459, в зависимост от случая и сключва съответните Споразумения за пренос на газ (СПГ); балансиране – прилагат се такси за дневен дисбаланс и превишаване, в съответствие с Мрежовия кодекс, споразуменията за междусистемно свързване и съответното СПГ, както и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс за IGB; измерване на газа – дружеството отговаря за събиране на данни за измерване и проверка, както и за предаване на такива данни на ползвателите на мрежовите услуги; качество на газа – измерват се характеристиките на газа и се потвърждава съответствието със спецификациите при входната и изходната точка, като тези, необходими за изчисляване на енергия (брутна калорийна стойност – брутна топлина на изгаряне) и тези, свързани с контрола на химическите и физическите характеристики на природния газ.

Резервируаният капацитет в рамките на втората фаза на пазарния тест възлиза на (...) млрд. куб. м и в началото на март 2017 г. са подписани пет броя споразумения за предварително резервиране на капацитет. Основното резервирано количество в размер на (...) млрд. куб. м е от (...), като със запазения капацитет през газопровода ще се осигуряват 1/3 от нуждите на страната от природен газ за 25 години напред. Другите резервирани количества са от гръцката компания (...) и италианската (...), азербайджанската компания (...) и американската фирма (...). Дружеството изтъква, че към датата на изготвяне на бизнес плана подписването на СПГ с (...) не е сигурно, а (...) се отказва от предварително резервираните

капацитет на етап пазарно проучване. Актуалният резервиран капацитет се равнява на (...) млрд. куб. м/год. за първата година от експлоатационния период и (...) млрд. куб. м/год. за оставащия период на експлоатация. Останалите количества до 3 млрд. куб. м. ще се предлагат на платформа за резервиране на капацитет при начало на търговска експлоатация съгласно одобрения от Европейската Комисия през 2017 г. Мрежови кодекс и Регламент 2017/459.

Планираните от „Ай Си Джи Би“ АД в бизнес плана прогнозни продажби на капацитет за пренос на природен газ по междусистемния газопровод Гърция – България за периода от 25 години от датата на търговската експлоатация са въз основа на проведените пазарни тестове и сключените след фазата на обвързващите оферти споразумения за резервиране на капацитет/споразумения за пренос на газ. В резултат на успешно приключилия пазарен тест е резервиран капацитет, представен по години в таблица 3.

Таблица № 3

Период от	Период до	Резервиран твърд капацитет прав поток (bNcm/y)
начало на 1 година от ДТЕ	край на 5 година от ДТЕ	1,25
начало на 6 година от ДТЕ	край на 25 година от ДТЕ	1,15

На „Ай Си Джи Би“ АД е предоставено освобождаване от разпоредбите на чл. 32 от Директива 2009/73/ЕО за пренос на природен газ от входна точка на IGB в Гърция до изходната точка в България за период от 25 години, считано от датата на търговска експлоатация, за количеството твърд капацитет прав поток, както е показано по-долу в таблица 5. Освобождаването от изискването за достъп на трети страни се предоставя с определен обем от минималния капацитет на интерконектора. Съгласно Решението за освобождаване „Ай Си Джи Би“ АД следва да предложи (...) нормални куб. м/ч/год. твърд капацитет в права посока. Освободеният капацитет се разпределя на освободените ползватели на мрежата, като се договаря съответният обем и срок. Неосвободеният капацитет се предоставя съгласно Регламент на Комисията (ЕС) 2017/459.

Таблица № 4

Период от	Период до	Освободен капацитет (Ncm/h/y)	Неосвободен капацитет (Ncm/h/y)	Минимален капацитет (Ncm/h/y)
начало на 1 година от ДТЕ	край на 5 година от ДТЕ	179 673,55	200 843,45	380 517,00
начало на 6 година от ДТЕ	край на 10 година от ДТЕ	173 966,55	206 550,45	380 517,00
начало на 11 година от ДТЕ	край на 15 година от ДТЕ	162 551,05	217 965,95	380 517,00
начало на 16 година от ДТЕ	край на 20 година от ДТЕ	162 551,05	217 965,95	380 517,00
начало на 21 година от ДТЕ	край на 25 година от ДТЕ	131 044,05	249 472,95	380 517,00

Освобождаването на „Ай Си Джи Би“ АД от разпоредбите на чл. 32 от Директива 2009/73/ЕО за период от 25 години, считано от датата на търговска експлоатация, за количеството твърд капацитет прав поток, е при следните условия: задължение за предлагане на минималния капацитет на газопровода; задължение за разпределение на капацитет; задължение за извършване на допълнителен пазарен тест – „Ай Си Джи Би“ АД ще извърши следващ пазарен тест, не по-късно от три години от датата на търговска експлоатация, за проверка на пазарния интерес с оглед разширяване на капацитета на IGB до 5 млрд. куб. м/год.;

Резервираният капацитет от освободените ползватели на мрежата е в размер на (...) млрд. куб. м и се разпределя на еднакъв принцип съгласно съответните условия по споразуменията за предварително резервиране на капацитет, сключени при приключване на процедурата на пазарния тест за газопровода IGB.

Резервиран годишен капацитет прав поток за 25 годишен период, считано от датата на търговската експлоатация, в kWh/D/y е както следва: начало на 1 година на ДТЕ до края на петата година от ДТЕ в размер на 44 166 454 kWh/D/y; от 6 година на ДТЕ до края на 25 година на ДТЕ в размер на 32 212 593 kWh/D/y.

4. Ремонтна програма

Ремонтната програма на „Ай Си Джи Би“ АД е насочена към осигуряване на непрекъснато, безопасно, безаварийно и ефективно функциониране на газопровода, осигуряващ междусистемната газова връзка Гърция – България и предоставяне на услугите по пренос на природен газ по него, с цел надежден пренос на природен газ при спазване на техническите изисквания, изискванията за качество, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на гражданите.

Експлоатацията на газопровода е комплекс от дейности по въвеждането в експлоатация, поддържането му в изправно и работоспособно състояние, техническо обслужване и диагностика, аварийно-възстановителни и ремонтни работи и поддържане на техническа документация.

Експлоатационната/ремонтната дейност представлява съвкупност от методически и технически средства за оценка на състоянието на контролируемите параметри, натрупване и съхранение на данни за тях, тяхното систематизиране, обработка и анализ на резултатите, избор на организационните и технически мероприятия, насочени към практическата реализация на най-ефективната и рационална форма на обслужване.

В ремонтната програма са планирани основно превантивни дейности и дейности по поддръжка и ремонт на газопреносната система, с цел гарантиране ефективната ѝ и безаварийна експлоатация. Освен преноса на природен газ, оборудването трябва да предостави и следните експлоатационни функционалности на системата: почистване на природен газ от механични примеси, подгриване на природен газ, регулиране на налягането и измерване на температура, дебит и състав на природния газ. Текущата поддръжка на енергийния обект включва дейностите: планови инспекции и изпитвания на преносния газопровод и съоръженията към него, текущи ремонти и абонаментна поддръжка на газопровода и съоръженията, профилактика на технологични инсталации, поддръжка на сградния фонд и други.

Ремонтната програма на „Ай Си Джи Би“ АД предвижда следните ремонтни и експлоатационни дейности: *текущи ремонтни дейности* – планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации: на линейната част на газопреносната мрежа и прилежащите ѝ надземни съоръжения; и изпълнение на програмите за ремонти след проведени вътрешнотръбни инспекции с интелигентни бутала; автоматични газорегулаторни станции; газоизмервателни станции; средства за измерване; комуникационни и информационни системи; укрепване на газопровода и възстановяване на земното покритие върху него, нарушено вследствие на проявени ерозионни и свлачищни процеси по трасета, в т. ч. при пресичане на водни обекти (язовир, река и дерета); *дейности за техническа поддръжка и планов контрол*: вътрешнотръбни инспекции на преносния газопровод с различни технологии за определяне техническото състояние на газопровода и гарантиране на нормална експлоатация при проектното им налягане; диагностика и метрологична проверка на средствата за измерване; *доставка на материали и консумативи*: доставка на резервни части за газопреносни и комуникационни съоръжения; доставка на петролни и гориво-смазочни материали и консумативи; осигуряване на резервни части и поддържане на аварийен резерв; осигуряване на ръчни, механични и електрически инструменти, нужни за обезпечаване на сервизни дейности; *дейности по мониторинг, периодични проверки, абонаментно и сервизно обслужване на съоръженията, обслужващи преноса на природен газ* – мониторинг (видеонаблюдение, видеоанализ и аварийна сигнализация) на рискови зони (свлачищни, ерозионни, преходи на река, активни разломи и др.) по газопроводното трасе; мониторинг и поддръжка на сервитути; преизпитвания на

якост и плътност на съоръженията от газопреносната система: визуален вътрешен и външен оглед на съдове, работещи под налягане; хидравлично изпитване на съдове, работещи под налягане, абонаментно обслужване на електропроводи, информационни и комуникационни системи: протоколи от проверка на сензори за дозривна концентрация и поддръжка изправността на газсигнализационната система.

Конкретни дейности от ремонтната програма на дружеството, разпределени на функционален принцип са: *по отношение на газопровода; по отношение на системата за катодна защита; по отношение на съоръженията и инсталациите; по отношение на разходомерните системи; аварийна готовност и газова безопасност; работа с ползвателите.*

За оперативното управление на газопровода ще се използват автоматизирани системи и компютърни технологии и SCADA (Supervisory control and Data Acquisition – Диспечерско управление и събиране на данни). Системата SCADA позволява автоматичен контрол и управление на газопровода, като по-важните ѝ функции са: събиране и обработка на данните за технологичните параметри на газопровода; изчисляване чрез моделиране при стационарен и нестационарен режим на оптималните параметри на системата и регулиране на изпълнителните механизми за достигането им; диагностика на линейната част и оборудването, откриване и сигнализиране за утечки и др. нарушения на технологичните режими и надеждността на системата с автоматична защита; дистанционно автоматично управление – пускане, спиране или изменение на товарването на помпените станции, регулиране на дебита (чрез регулаторите), затваряне или отваряне на линейната арматура и др.; измерване дебита на газа, баланс на газа в системата, разпределение между ползвателите и др.

Планираните разходи за диагностика, поддръжка и ремонт на газопровода и съоръженията към него, заложи в експлоатационната/ремонтна програма на дружеството за първия петгодишен период от експлоатацията на IGB, представени по години са както следва: за 2023 г. – (...) хил. евро, за 2024 г. – (...) хил. евро, за 2025 г. – (...) хил. евро и за 2026 г. – (...) хил. евро.

5. Социална програма

Социална програма за служителите в „Ай Си Джи Би“ АД предвижда активна социална програма, насочена към осъществяване на дейности, свързани със социалното подпомагане на работниците и служителите в дружеството. Социалната програма има за цел създаване на условия за поддържане на добър жизнен стандарт на персонала, което да доведе до: повишаване на заинтересоваността на работниците и служителите към по-голяма ефективност на трудовия процес; увеличаване мотивацията на персонала и лоялността към дружеството; повишаване социалния статус на дружеството; привличане на висококвалифицирани и образовани служители; удовлетворяване на социално-битовите и културните потребности и интереси на персонала, зает в упражняване на лицензионната дейност. В изпълнение на посочените по-горе цели „Ай Си Джи Би“ АД предвижда да осъществи своята социална програма, включваща конкретни дейности за осигуряване и задоволяване на социално-битовите и културни потребности: трудова медицина; предоставяне на средства за храна; осигуряване на средства за спорт, отдих и туризъм; медицинско обслужване на служителите и грижа за здравословното им състояние; допълнително здравно осигуряване; подпомагане на служителите при лечение и закупуване на лекарства и медикаменти с висока стойност; поемане на разходи при болнично и при оперативно лечение, извън платеното от здравната каса; осигуряване на средства за корекционни очила и предпазни средства по Наредба 7 за безопасни условия за работа с дисплей; подпомагане на служители при настъпване на значими събития – брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2-годишна възраст; подпомагане на самотен родител; подпомагане на родители на ученици и деца, посещаващи детски заведения; осигурени средства за образование и преквалификация.

Дейности на дружеството със социална насоченост: Доставката на природен газ на конкурентни цени ще подобри жизнения комфорт и условията на живот на населението, и ще създаде редица предимства, изразяващи се в следните аспекти: *социален аспект* – откриване на нови работни места, свързани с експлоатацията и управлението на газопреносната система; обучение и квалификация на потенциални местни трудови ресурси и развитие на професионални умения; подобряване на условията на живот и условията на труд; подобряване съотношението между работещите и броя на издържаните от тях лица, което от своя страна намалява значително риска от възникването на социално напрежение и конфликти; нарастване на инвестиционната стойност и привлекателност на населените места, през които преминава междусистемния газопровод; създаване на възможности за пренасочване на средства от общинските бюджети за организиране на нови социални дейности при реализираните икономии от замяната на електрическата енергия и други енергоносители с природен газ, подпомагане на местните общности, повишаване на комфорта на живот, повишаване на жизненото равнище на населението, качеството и културата на бита, комфорта на живот и др.; *екологичен аспект* – подобряване на качеството на атмосферния въздух и намаляване на здравния риск към заболявания, причинени от замърсяването на въздуха; подобряване на санитарно-хигиенните условия в производствения, обществено-административния и битовия сектор; подобряване здравето на хората, обусловено от значително подобряване на параметрите на околната среда; повишаване на енергийната култура на потребителите; внедряване на съвременни екологични и енергоефективни технологии в производствени процеси в предприятията, използващи природен газ; подобряване на екологичната обстановка; възстановяване на екологичното равновесие в региона и в страната, и други положителни промени върху всички компоненти на околната среда и здравето на хората; *икономически аспект* – постигане на висок съвкупен икономически ефект в промишлеността и обществено-административния сектор, чрез снабдяване с природен газ на алтернативни ценови нива, което ще доведе до модернизация и повишаване ефективността и ще даде възможности за въвеждане на нови технологии и за развитие на промишлени заводи, малки, средни и/или семейни предприятия в района; повишаване на гъвкавостта и иновативността на предприемачеството; нарастване на инвестиционния интерес на чужди компании в региона и страната; намаляване на експлоатационните разходи в сравнение с другите енергоносители; понижаване на себестойността на продукцията, което води до повишаване на конкурентоспособността ѝ; намаляване на разходите за отопление и комплексно задоволяване на енергийните нужди на домакинствата и стопанските предприятия; възможност за потребителите от стопанския и битов сектор да отчитат, регулират и планират енергопотреблението си; възможност за защита на всички потребители на природен газ от възможни манипулации по качеството и количеството на горивото; изпълнение на определени дейности от местни фирми, при спазване на принципите за публичност, прозрачност и лоялна конкуренция, което неминуемо подобрява икономическите им показатели; възможност за реструктуриране на общинските бюджети и икономическо развитие на общините чрез по-ниски разходи за топлинни нужди, увеличаване на общинските приходи от такси, данъци, разрешения и създаване на бизнес среда за навлизане на външни инвеститори; подобряване и осъвременяване на инфраструктурата и повишаване жизненото равнище на населението; разкриване на нови работни места в процеса на строителството и експлоатацията на газопровода и намаляване на безработицата.

6. Финансов модел

Предложеният от „Ай Си Джи Би“ АД финансов модел съдържа обобщена входяща информация, описание на направените допускания, времевите граници на отделните дейности и съществуващите обективни фактори, изчисления, които ползват информацията от входните данни и направените предположения за периода на прогнозиране.

Заявителят посочва, че финансовият модел е изготвен при следните допускания и предпоставки: всички парични потоци, генерирани от проекта през наблюдавания период са посочени в евро (EUR). Съответната информация, изразена в български лева (BGN) се получава, като се използва коефициент на преобразуване от 1,95583 BGN/EUR; разглежданият период във финансовия модел включва инвестиционна и експлоатационна фази на проекта, като инвестиционната фаза е определена в периода между 01.01.2011 г. и 30.09.2022 г., а експлоатационната фаза е за 25 годишен период – от ДТЕ, от 01.10.2022 г. до 30.09.2047 г.; данните в модела са представени по периоди, обхващащи полугодие от всяка от годините до 31.12.2047 г.; прогнозните стойности са изчислени в реални цени, на база 2022 г., без отчитане на инфлацията; включени са само действителните капиталови разходи и приходи, като счетоводните непарични приходи и разходи не са включени; ефективният размер на корпоративния данък, който се прилага е 12,38% и се определя, като се вземат предвид корпоративните данъци в Р България и Р Гърция, съответно 10% и 24%. Данъкът се изчислява като претеглена средна стойност въз основа на териториалното разпределение на газопровода; в съответствие с Регламент (ЕО) 1084/2006 г. ДДС не е допустим разход; одобрено освобождаване от разпоредбите на Директива 2009/73/ЕО за период от 25 години от ДТЕ, за да се гарантира конкурентоспособността на тарифата, както и да се осигури прозрачност и предвидимост на тарифата за всички ползватели на газопровода IGB.

Представените финансов и тарифен модел са със следните основни параметри: използван годишен капацитет – твърд поток в права посока (капацитет ТПП /FFF), считано от ДТЕ, по години от експлоатацията на газопровода, както следва: годишен капацитет до 10 години от ДТЕ – 1,25 bNcm/y (142 460 Ncm/h/y); годишен капацитет до 25 години от ДТЕ – 1,15 bNcm/y (131 044 Ncm/h/y); целева вътрешна норма на възвръщаемост (ВНВ) – 7,9%; нетна референтна тарифа за капацитет Твърд поток в права посока – 18,56 €/kNcm, която подлежи на потвърждение непосредствено преди ДТЕ, когато става ясен действителният размер на капиталовата инвестиция и актуализация на прогнозата за очакваните разходи по време на експлоатация.

Финансовата устойчивост на проекта се определя въз основа на оценките за инвестиционните разходи, оперативните приходи и разходи, и източниците на финансиране. Проектът се счита за финансово устойчив, ако кумулативните дисконтирани нетни парични потоци са равни на или по-високи от нула, т.е. имат положителни стойности за всяка година от прогнозния период. Това означава, че има достатъчно средства, за да се осигури ефективната експлоатация на газопровода за всяка от годините на развитието на проекта. Нетните парични потоци по години за референтния период включват инвестиционните разходи, всички финансови ресурси (национални и от ЕС) и нетните приходи. Финансовият модел показва, че кумулативният паричен поток е положителен за всяка година по време на експлоатационната фаза на проекта.

Според дружеството финансовата устойчивост на проекта би се подобрила значително, ако допълнително се резервира капацитет, надвишаващ вече резервирания годишен капацитет в размер на 1,25 млрд. куб. м, което съответства на 41,67% от техническия капацитет на мрежата.

Предлаганите от „Ай Си Джи Би” АД цени на услугите по пренос на природен газ са изчислени на база входно-изходен модел и определят ценовия механизъм за всички продукти, свързани с предлагания капацитет (продукти с различни периоди на твърд и прекъсваем капацитет). Цените за капацитет за прекъсваем обратен поток и прекъсваем прав поток са определени като процент от тарифата за твърд прав поток. ВНВ на номиналния капитал на акционерите е определена за срок от 25 години от ДТЕ, както и максимална стойност на ВНВ, като всякакви приходи от резервиране на капацитет, които увеличават вътрешната норма на възвръщаемост над определената максимална стойност ще бъдат връщани посредством механизъм за разпределяне на печалбата.

Според „Ай Си Джи Би” АД за всеки от предлаганите преносни продукти дружеството ще определи нетна тарифа, която ще бъде еднаква за всеки ползвател на

капацитет, на който е разпределен съответния преносен продукт. Нетната референтна тарифа е изчислена към ДТЕ като съотношение между настояща стойност на очакваните годишни приходи и настоящата стойност на резервиран капацитет на годишна база в съответствие със сключените СПГ. Очакваните годишни приходи се формират като сума от възвръщаемост на капитала, отнесено към година "i", оперативните разходи, предвидени през годината "i" и годишна амортизация, определена за целите на изчисление на тарифата.

„Ай Си Джи Би“ АД е извършило и предвидило разходи, определило е условията за изчисление на индикативна тарифа и съответните отклонения при промяна на параметрите. Нетната референтна тарифа е изчислена от дружеството, като са отразени разходите и е гарантирана първоначалната възвращаемост на капитала на акционерите от (...)%.

Нетната референтна тарифа, в съответствие с Решението за освобождаване, ще се предлага във валута за единица енергия, а именно евро/киловатчас (€/kWh). За преизчисляването са използвани следните коефициенти за преобразуване: $LHV = 36,87 \text{ MJ/Nm}^3$ и $1 \text{ MJ} = 0,28 \text{ kWh}$, и следователно: $1 \text{ €/kNm}^3 = 9,764 * 10^{-5} \text{ €/kWh}$.

Тарифа за стандартни капацитетни продукти

Нетна тарифа за пренос за ТПП се определя, като непрекъсваем поток, който ще започва от входната точка (входните точки) в Комотини, Гърция до изходната точка в Стара Загора, България, който е бил резервиран съгласно условията на Мрежовия кодекс.

Нетната тарифа за пренос за твърд поток в права посока е равна на Нетната референтна тарифа за пренос, изчислена към ДТЕ.

Нетна тарифа за пренос за ППП е определен, като 90% от нетната референтна тарифа, изчислена към ДТЕ.

Нетна тарифа за пренос за ППО се определя като 15% от нетната референтна тарифа, изчислена към ДТЕ.

Нетна тарифа за пренос за твърд поток в обратна посока/твърд обратен поток)

ТПО е определен като непрекъсваемия поток от изходната точка в Стара Загора, България до входната точка (входни точки) в Комотини, Гърция и се определя, като 25% от нетната референтна тарифа, изчислена към ДТЕ.

Входни тарифи

Входните тарифи включват тарифата за пренос на входни точки и размера на таксите „пренасяй или плащай“, дължими от ползвателите на мрежата в тяхната съответна входна точка (входни точки) за всеки резервиран стандартен капацитетен продукт, съгласно условията на Мрежовия кодекс, съответно:

Входна тарифа за пренос за ТПП е определена като тарифата за пренос, по която плащат ползвателите на мрежата, които са резервирали твърд поток в права посока до входната точка (входните точки) в Комотини, Гърция съгласно условията на Мрежовия кодекс и се определя като 17% от нетната тарифа за твърд поток в права посока, изчислена към ДТЕ, въз основа на съотношението 31/182 км/км, т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия спрямо цялата му дължина.

Входна тарифа за пренос за ППП е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат ползвателите на мрежата, които са резервирали ППП) при входната точка (входни точки в Комотини, Гърция и се определя като 17% от тарифата за прекъсваем поток в права посока, изчислен към ДТЕ.

Входна тарифа за пренос за ППО е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат ползвателите на мрежата, които са резервирали прекъсваем поток в обратна посока в изходната точка в Стара Загора, България и се определя като 83% от тарифата за прекъсваем поток в обратна посока, изчислена след ДТЕ, където 83% представлява съотношението 151/182 км/км, т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата му дължина.

Входна тарифа за пренос за ТПО е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат ползвателите на мрежата, които са резервирали твърд поток в обратна посока на

изходната точка в Стара Загора, България и се определя като 83% от тарифата за твърд поток в обратна посока, изчислена след ДТЕ.

Изходни тарифи

Тарифата за пренос за изходни точки включва тарифата за точките и размера на таксите „пренасяй или плащай“ в съответна изходна точка (точки), дължима от ползвателите на мрежата за всички резервирани стандартни продукти, свързани с капацитет, съгласно условията на Мрежовия кодекс.

Изходна тарифа за пренос за ТПП е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат ползвателите на мрежата, които са резервирали твърд поток в права посока на изходната точка в Стара Загора, България и се определя като 83% от нетната тарифа за твърд поток в права посока, изчислена към ДТЕ, където 83% представлява съотношението 151/182 км/км, т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата му дължина.

Изходна тарифа за пренос за ППП е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат ползвателите на мрежата, които са резервирали прекъсваем поток в права посока на изходната точка в Стара Загора, България и се определя като 83% от нетната тарифа за прекъсваем поток в права посока, изчислена към ДТЕ.

Изходна тарифа за пренос за ППО е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат ползвателите на мрежата, които са резервирали прекъсваем поток в обратна посока при входната точка/и в Комотини, Гърция и се определя като 17% от нетната тарифа за прекъсваем поток в обратна посока, изчислена към ДТЕ, където 17% представлява съотношението 31/182 км/км, т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия, спрямо цялата му дължина.

Изходна тарифа за пренос за тарифата за ТПО е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат ползвателите на мрежата, които са резервирали твърд поток в обратна посока при входната точка/и в Комотини, Гърция и се определя като 17% от нетната тарифа за твърд поток в обратна посока, изчислена към ДТЕ.

Такси и плащания

Ползватели на мрежата, които са сключили СПГ с „Ай Си Джи Би“ АД, ще заплащат *месечна такса* за срока на всички съответни Споразумения за пренос на газ, изчислена по формула, посочена в Тарифния кодекс.

Годишно плащане на такси „пренасяй или плащай“ за всички ползватели на мрежата, които са подписали Споразумения за пренос на газ за по-дълъг период от една година, в случай на годишен дефицит по-голям от нула, определен в съответствие с условията на Мрежовия кодекс, ще плащат индексация, ако има такава, в следващата година, изчислена съгласно посочена в Тарифния кодекс формула.

Цена на резервиране тарифите, определени в Тарифния кодекс на IGB, представляват цени за резервиране на годишни стандартни продукти, свързани с капацитет, за всеки търг, определен в Мрежовия кодекс, като всяка тарифа има собствено предназначение.

Минималните цени за резервиране за твърд капацитет ще отразяват различните нива на търговски риск, понесен от ползвателите на IGB за времетраенето на продукта от твърдия капацитет. Ще се прилагат коефициенти за изчисление на минималните цени за продукти за твърд капацитет със срок, по-кратък от 1 година, като се използват съответните тарифи за входен и изходен капацитет, изчислени въз основа на тарифата за годишен твърд продукт плюс, както следва: 10% за тримесечен капацитет, 20% за месечен капацитет и 30% за дневен капацитет, и 40% за капацитет в рамките на деня.

Според „Ай Си Джи Би“ АД, съгласно Окончателно съвместно решение на енергийните регулатори относно заявлението за освобождаване от 08.08.2018 г., когато е приложимо, таксите за обслужване на балансирането ще бъдат обективни, прозрачни, отразяващи разходите и недискриминационни и ще бъдат публикувани.

Прогнозни приходи

Приходите при реализация на междусистемния газопровод Гърция – България са прогнозираны въз основа на резервирания капацитет от газопровода, оценен чрез проведения пазарен тест и индикативната тарифа.

От физическия капацитет на газопровода – 3 млрд. куб. м/год., в резултат на втората обвързваща фаза на пазарния тест, са резервирани 1,574 млрд. куб. м/год. (bcm/y) (средно 1,41 млрд. куб. м/год. на 25-годишна база). Към датата на изготвяне на настоящия документ не е сключено СПГ с (...), а (...) се е отказало от предварително резервирания капацитет на етап пазарно проучване. Актуалният резервиран капацитет се равнява на 1,25 млрд. куб. м./год. за първата година от експлоатационния период и 1,15 млрд. куб. м./год. за оставащия период на експлоатация. Това представлява около 41,67% от техническия капацитет на мрежата.

Разпределението на резервирания капацитет по ползватели е както следва:

Таблица № 5

Мрежови ползватели на IGB	Период на резервиран капацитет	Тип капацитет	Резервиран капацитет куб. м/час (Ncm/h)	Резервиран капацитет млрд. куб. м/год. (bcm/year)
(...)	25	ТПП	(...)	(...)
(...)	25	ТПП	(...)	(...)
(...)	10	ТПП	(...)	(...)
ОБЩО			(...)	(...)

Капацитетът е посочен в куб. м, тъй като така са сключени предварителните споразумения за пренос на газ с търговците, резервирани капацитет във втората обвързваща фаза от Пазарния тест. След въвеждане в експлоатация на газопровода IGB и след датата на търговска експлоатация, капацитетът и тарифите за достъп и пренос за всеки от предлаганите продукти дружеството ще оповестени в енергийни единици.

Прогнозираните от дружеството приходи от договори с клиенти за предоставен капацитет по години са: (...) хил. евро за 2022 г. и по (...) хил. евро за 2023 г., 2024 г., 2025 г. и 2026 г.

7. Финансови възможности за осъществяване на дейността „пренос на природен газ“:

„Ай Си Джи Би“ АД е представило одитирани финансови отчети за периода 2019 – 2021 г. За разглеждания период дружеството е реализирало загуби, както следва: 1668 хил. лв. за 2019 г.; 2451 хил. лв. за 2020 г. и за 2021 г. в размер на 5029 хил. лв. Наличието на загуба е очаквано на този етап от развитието на проекта, въпреки това дружеството с подкрепата на своите акционери разполага с достатъчен ресурс, проектът да бъде успешно реализиран и да осъществява дейността „пренос на природен газ“. Съгласно подписано актуализирано акционерно споразумение, в случай на необходимост и в зависимост от етапите на развитие на проекта са предвидени мерки, които да бъдат предприети от страна на акционерите за реализиране на проекта. През 2019 г. е реализирана една от тези мерки, като е увеличен регистрирания капитал на дружеството чрез емисия на 8 292 718 броя акции с номинална стойност 10 лв. всяка.

За периода 2019 – 2021 г. дружеството не е реализирало приходи през 2019 г. и през 2021 г., през 2020 г. общите приходи са в размер на 1298 хил. лв., от които 1275 хил. лв. са от договори с клиенти и 23 хил. лв. от други приходи.

По отношение на общите разходи на „Ай Си Джи Би“ АД се наблюдава тенденция на нарастване, както следва: от 1677 хил. лв. за 2019 г. на 3747 хил. лв. за 2020 г. и за 2021 г. 5029 хил. лв. Разходите за материали нарастват от 54 хил. лв. за 2019 г. на 65 хил. лв. за 2021

г. Разходите за външни услуги се увеличават от 607 хил. лв. за 2019 г. на 3317 хил. лв. за 2021 г. Разходите за амортизация на нефинансови активи нарастват от 122 хил. лв. за 2019 г. на 156 хил. лв. за 2021 г. Разходите за възнаграждения се увеличават от 633 хил. лв. за 2019 г. на 1265 хил. лв. за 2021 г. Средносписъчният състав на дружеството през 2021 г. е 22 души, включително изпълнителните директори. Други разходи са в размер на 253 хил. лв. за 2019 г. и се увеличават на 1314 хил. лв. за 2021 г. Финансовите разходи на дружеството се увеличават от 8 хил. лв. през 2019 г., на 193 хил. лв. през 2021 г.

Общата сума на активите на дружеството нараства от 111 465 хил. лв. за 2019 г. до 427 668. хил. лв. за 2021 г., в резултат на увеличение на нетекущите и текущите активи. Нетекущите активи нарастват от 64 894 хил. лв. за 2019 г. на 346 340 хил. лв. за 2021 г. Увеличението на активите е предимно от придобиване на нови дълготрайни материални активи като имоти, машини и съоръжения. Текущите активи на дружеството се увеличават от 46 571 хил. лв. за 2019 г. на 81 328 хил. лв. за 2021 г., и са основно от увеличените парични средства и еквиваленти. Акционерният капитал на „Ай Си Джи Би“ АД е в размер на 115 981 хил. лв. Собственият капитал на дружеството за 2019 г. е в размер на 109 985 хил. лв., като и се изменя на 102 505 хил. лв. за 2021 г. Нетекущите пасиви на дружеството се увеличават от 221 хил. лв. за 2019 г. на 275 447 лв. за 2021 г. и представляват: задължения към свързани лица и отсрочени приходи от финансиране. Текущите пасиви от 1259 хил. лв. за 2019 г. се увеличават на 49 716 хил. лв. за 2021 г.

От представения отчет на паричните потоци за периода 2019 – 2021 г. е видно, че паричните потоци от основната дейност на дружеството са свързани предимно с плащания: към доставчици, за трудови възнаграждения, както и от възстановено ДДС. По отношение на финансовата дейност постъпленията са от получен заем, а плащанията са свързани с: изплащане на заем, лизингови договори и банкови такси. От отчетените парични потоци за периода 2019 – 2021 г. е видно, че в края на всяка една година паричните наличности са с положителни стойности.

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Ай Си Джи Би“ АД за периода 2019 – 2021 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал(СК/ДА) от 1,69 за 2019 г. намалява до 0,30 за 2021 г. Това означава, че дружеството в края на разглеждания периода е имало затруднения при инвестиране на свободен собствен капитал в нови дълготрайни активи. *Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)* намалява от 36,99 за 2019 г. до 1,64 през 2021 г., като остава над единица, което означава, че дружеството е имало достатъчно свободни оборотни средства за погасяване на текущите си задължения. *Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)*, показващ степента на независимост от използване на привлечени средства, е в размер на 74,31 за 2019 г. и за 2021 г. в размер на 0,32. Това означава, че дружеството през 2021 г. е имало затруднения при покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствени средства.

Въз основа на показателите, изчислени на база обща балансова структура за периода 2019 – 2021 г., може да се направи извод, че финансово-икономическото състояние на „Ай Си Джи Би“ АД е добро.

С оглед установяване на финансовите възможности за осъществяване на дейността „пренос на природен газ“, е анализиран и представения от „Ай Си Джи Би“ АД бизнес план за периода 2022 – 2026 г. За изготвянето на бизнес плана дружеството е използвало данни и изводи от предпроектно проучване за осъществимост на изпълнението на проект „Междусистемна газова връзка Гърция – България“ и статистически данни за развитието на газовия пазар в Р България, Р Гърция и съседните им страни, както и националните нормативни документи и европейско законодателство регламенти в областта на енергетиката. В тази връзка, е установено следното:

Прогнозни годишни финансови отчети

Към бизнес плана „Ай Си Джи Би“ АД е представило и прогнозни счетоводни баланси, отчет за приходи и разходи и прогнозен паричен поток за периода 2022 – 2026 г.

„Ай Си Джи Би“ АД предвижда да реализира печалба за периода, като за 2022 г. е в размер на 125 хил. евро и се увеличава на 9915 хил. евро през 2026 г.. Прогнозираните общи приходи по договори с клиенти са в размер на 6563 хил. евро за 2022 г. и нарастват до 26 436 хил. евро през 2026 г. Общите разходи за 2022 г. са прогнозирани в размер от 6438 хил. евро и нарастват до 15 120 хил. евро през 2026 г. Общата сума на активите е 247 075 хил. евро за 2022 г. и нарастват до 265 291 хил. евро през 2026 г. Нетекущите активи са в размер на 213 717 хил. евро за 2022 г. намаляват през 2026 г. на 201 639 хил. евро, а текущите активи нарастват от 33 358 хил. евро през 2022 г. до 63 652 хил. лв. Акционерният капитал е в размер на 59 312 хил. евро. Собственият капитал нараства от 51 893 хил. евро за 2022 г. до 77 566 хил. евро през 2026 г. Нетекущите пасиви са в размер на 193 907 хил. евро за 2022 г. и намаляват до 176 441 хил. евро през 2026 г. Текущите пасиви са прогнозирани в размер на 1276 хил. евро през 2022 г. и нарастват до 11 284 хил. евро. От паричния поток е видно, че паричните средства са с положителни стойности в края на всяка година от периода. *Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал* е 0,24 за 2022 г. и въпреки че се увеличава до 0,38 през 2026 г. стойността му е под единица, което е показател, че дружеството може да има затруднения да инвестира собствен капитал в нови дълготрайни активи. *Коефициентът на обща ликвидност* е 26,14 през 2022 г. и намалява до 5,64 през 2026 г., но остава над единица през целия период, което е показател, че дружеството няма да има затруднения да погасява със свободни оборотни средства текущите си задължения. *Коефициентът на финансова автономност* е със стойност 0,27 през 2022 г. и нараства до 0,41 през 2026 г., стойности под единица, което е индикатор, че дружеството може да има затруднения при покриване на задълженията си със собствени средства.

Прогнозните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в Таблица № 6:

Таблица № 6

Параметри	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Общо приходи от дейността (хил. евро)	6563	26 437	26 438	26 438	26 436
Общо разходи от дейността (хил. евро)	6438	15 832	15 434	15 320	15 120
Счетоводна печалба (хил. евро)	125	10 605	11 004	11 118	11 316
Данък		1313	1362	1376	1401
Финансов резултат (хил. евро)	125	9292	9642	9742	9915
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	0,24	0,29	0,33	0,36	0,38
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	26,14	24,24	7,20	5,80	5,64
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	0,27	0,32	0,36	0,39	0,41

От представените прогнозни парични потоци за периода 2022 – 2026 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат от основната дейност. Плащанията за основната дейност са за трудови възнаграждения, осигуровки и към търговски контрагенти. При инвестиционната дейност на дружеството са предвидени капиталови разходи и разходи за разработка и експлоатация до ДТЕ. По отношение на финансовата дейност са предвидени плащания на лихви и прехвърляне на резерв за обслужване на дълг, както и за изплащане на дивиденди през 2025 г. и 2026 г. От прогнозните парични потоци е видно, че в края на всяка една година прогнозираните парични наличности са с положителни стойности. В тази връзка дружеството счита, че финансовата устойчивост на проекта би се подобрила значително, ако допълнително се резервира капацитет, надвишаващ вече резервирания годишен капацитет в размер на 1,25 млрд. куб. м, което съответства на 41,67% от техническия капацитет на мрежата.

Представеният от „Ай Си Джи Би“ АД бизнес план доказва, че, притежава необходимото ресурсно, техническо и финансово осигуряване, което гарантира реализацията

на проекта и възможността на дружеството да изпълнява задълженията си по дейността „пренос на природен газ“.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 21, ал. 1, т. 6, чл. 13, ал. 1 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Ай Си Джи Би“ АД, с ЕИК 201383265, със седалище и адрес на управление: Р България, гр. София, п.к. 1000, р-н Оборище, ул. „Веслец“ № 13, ет. 2, за осъществяване на дейността „пренос на природен газ“ за периода 2022 – 2026 г.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

ЮЛИЯН МИТЕВ

(съгласно Заповед № 1067 от 28.09.2022 г.)