



## РЕШЕНИЕ

№ И-4  
от 09.10.2018 г.

### КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 09.10.2018 г. за разглеждане на подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД инвестиционно искане с вх. № Е-15-45-39 от 09.08.2018 г. за проект от общ интерес 6.8.2. „Рехабилитация, модернизирание и разширяване на българската преносна система“ - Фаза 2, се установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) инвестиционно искане с вх. № Е-15-45-39 от 09.08.2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД, на основание чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) № 347/2013, Регламента), във връзка с изпълнение на проект от общ интерес (ПОИ) 6.8.2. „Рехабилитация, модернизирание и разширяване на българската преносна система“ – Фаза 2. Към инвестиционното искане са приложени: анализ на разходите и ползите, изготвен въз основа на методиката по чл. 11 от Регламент (ЕС) № 347/2013 и отчитащ ползите извън границите на Р България; бизнес план за оценка на финансовата жизнеспособност на проекта, включващ избрания вариант за финансиране; предложение за трансгранично разпределение на разходите, предвиждащо разходите за изпълнение на ПОИ 6.8.2., Фаза 2, да бъдат поети изцяло от българския газопреносен оператор – „Булгартрансгаз“ ЕАД с осигуряване на процент финансиране по Механизма за свързване на Европа (МСЕ) и копие от документацията относно проведените консултации. С писмо с вх. № Е-15-45-39 от 02.10.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило допълнителна информация.

Инвестиционното искане е адресирано и до националните регулаторни органи (НРО) на Румъния – Регулаторния орган за енергия ANRE и Регулаторния орган за енергия на Гърция RAЕ. Отправено е искане на основание чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013 да бъде взето координирано решение от трите НРО относно разпределянето на инвестиционните разходи за проекта, които да бъдат поети от съответния системен оператор, както и за включването на тези разходи в тарифите.

Със Заповед № 3-Е-115 от 14.08.2018 г., изменена със Заповед № 3-Е-125 от 13.09.2018 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група със задача да извърши проучване и анализ на данните и документите, съдържащи се в постъпилото инвестиционно искане от „Булгартрансгаз“ ЕАД и приложенията към него с оглед съответствието им с разпоредбите на Регламент (ЕС) 347/2013, включително относно: разходите и ползите от проекта, финансовата жизнеспособност на проекта съгласно представения бизнес план, разпределянето на инвестиционните разходи за проекта и отражението им върху тарифите.

Съгласно изискването на член 12, параграф 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013, в рамките на шест месеца от датата, на която последното инвестиционно искане е получено от съответния НРО, националните регулаторни органи следва да вземат координирано решение относно разпределянето на инвестиционните разходи за проекта, които ще бъдат поети от всеки системен оператор, както и за включването на тези разходи в тарифите. В

тази връзка и с оглед приемане на решение по координиран начин, с писмо с изх. № E-15-45-39 от 30.08.2018 г. на КЕВР до регулаторните органи за енергия на Румъния (ANRE) и Гърция (RAE) е поискана информация и становище във връзка с представеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД инвестиционно искане и предвид обстоятелството, че резултатите от представения анализ на разходите и ползите по държави е показал, че тези държави-членки не получават значителни нетни ползи от изпълнението на проекта.

В писмо с изх. № 65582 от 04.09.2018 г. ANRE е посочил, че ПОИ 6.8.2. не включва румънска част на ниво клъстер от проекти по т. 6.8 от списъка с проекти от общ интерес и е съгласен с предложението за трансгранично разпределение на разходите, съгласно което финансирането да се поеме изцяло от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Следва да се има предвид, че групата проекти 6.8 от списъка с проекти от общ интерес, последно приет на 23.11.2018 г., вече не съдържа проекти, допълващи този проект, които да се организират от румънския оператор SNTGN Transgaz. Според ANRE, тези заключения се подкрепят от извършените консултации между оператори на преносни системи (ОПС) „Булгартрансгаз“ ЕАД и SNTGN Transgaz, анализа разходи-ползи и потвърждението от румънския преносен оператор, че проектът няма да окаже значително положително нетно въздействие в Румъния. В тази връзка ANRE счита, че изпълнението на проекта от общ интерес 6.8.2 носи ползи за региона, но не се налага приемането на координирано решение от НРО на Румъния и България.

В писмо с изх. № O-73715 от 05.10.2018 г. RAE е посочил, че според резултатите анализа разходи-ползи, съдържащ се в инвестиционното искане, предложеният проект оказва влияние предимно върху България и никоя от държавите-членки не получава значителни нетни ползи от прилагането на Фаза 2 на ПОИ 6.8.2. Същевременно гръцкият НРО признава регионалните ползи от изпълнението на проекта като част от групата NSIEAST\_09b. Предвид изложеното и след като е взел предвид, че румънският ОПС и румънският регулатор са стигнали до същото заключение, RAE счита, че не се изисква координирано решение от националните регулаторни органи.

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

Регламент (ЕС) № 347/2013 има за цел да определи проекти от общ интерес, необходими за реализацията на приоритетни коридори и тематични области, попадащи в категориите на енергийната инфраструктура в областта на електроенергетиката, газовия сектор, нефтения сектор и преноса на въглероден диоксид; да улесни навременната реализация на проектите от общ интерес чрез рационализиране, по-тясно координиране и ускоряване на процесите на издаване на разрешения и чрез активизиране на участието на обществеността; да определи правила и насоки за трансгранично разпределение на разходите и за стимулите за компенсиране на риска при проекти от общ интерес; да определи условията, на които следва да отговарят проектите от общ интерес, за да получават финансова помощ от страна на Европейския съюз (ЕС). По смисъла на чл. 2, т. 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013, „проект от общ интерес“ е проект, който е необходим за реализацията на приоритетните коридори и тематични области на енергийната инфраструктура, който е включен в списъка на Съюза с проекти от общ интерес. Съгласно чл. 3, параграф 4 от Регламента, Европейската комисия (ЕК) е оправомощена да приема делегирани актове, които определят списъка на ЕС на проекти от общ интерес, който е под формата на приложение към Регламента. Съгласно чл. 3, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013, проектите от общ интерес, включени в списъка на Съюза, се превръщат в съставна част на съответните регионални инвестиционни планове, както и на съответните национални десетгодишни планове за развитие на енергийните мрежи и на тези проекти се дава най-високият възможен приоритет в рамките на тези планове.

На горепосоченото основание е приет Делегиран регламент (ЕС) 2018/540 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за изменение на Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета по отношение на списъка на Съюза с проекти от общ интерес. Съгласно чл. 1 от Делегирания регламент, Приложение VII към Регламент (ЕС)

№ 347/2013 се изменя в съответствие с приложението към настоящия регламент. В Списъка на Съюза на проекти от общ интерес, в част 6 „Приоритетен коридор междусистемни газопроводи север - юг в Централна Източна и Югоизточна Европа“ (NSI East Gas), под 6.8. са определени проектите от общ интерес, попадащи в Клъстер за междусистемна връзка Гърция - България и необходимите укрепвания в България, включващ и ПОИ 6.8.2. „Рехабилитация, модернизиране и разширяване на българската преносна система“. Следователно включването на Проект 6.8.2 в списъка на ЕС на проекти от общ интерес доказва неговото съответствие с критериите за проекти от общ интерес, определени в чл. 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013. В съответствие с изискванията на чл. 4, т. 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013, ПОИ 6.8.2. е необходим за достигане на целите на приоритетен коридор NSI East Gas – връзки север-юг между газопреносните мрежи в Централна, Източна и Югоизточна Европа с основна цел повишаване на диверсификацията и сигурността на доставките, поощряване и повишаване на конкуренцията в региона и подобряване на регионалната интеграция на инфраструктурите и пазарите. Проектът е неделима и важна част от изграждането на преносен коридор през балканските държави и ще окаже значителен положителен ефект за достигане на целите на ЕС за изграждане на обединен, конкурентен и устойчив вътрешен енергиен пазар.

ПОИ 6.8.2. е проект, чиято основна цел е съществуващата газова инфраструктура на територията на България, която е в експлоатация вече от 40 години, да бъде адаптирана към новите изисквания на пазара и плановете за развитие на инфраструктурата в региона. ПОИ 6.8.2 цели да: гарантира сигурен и надежден пренос на природен газ; подобри ефективността и надеждността на преносната система, и да осигури необходимите налягания и капацитети; осигури технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страна, постъпващи през съществуващите и нови входни/изходни точки и възможности за разнообразяване на посоките за пренос в зависимост от пазарния интерес; допринесе за увеличаване на степента на пазарна интеграция, създаване на конкурентен газов пазар, стимулиране на развитието на търговията, по-голяма гъвкавост на системите и оптимизиране на управлението на рисковете.

ПОИ 6.8.2. „Рехабилитация, модернизиране и разширяване на българската преносна система“ попада в обхвата на Приложение II „Категории енергийна инфраструктура“, т. 2, б. „а“ от Регламент (ЕС) № 347/2013, а именно: преносни газопроводи за транспортиране на природен газ, които са част от мрежа, съставена предимно от газопроводи с високо налягане. Съгласно чл. 12, параграф 1 от Регламента, за този проект ефективно направените инвестиционни разходи, с изключение на разходите за поддръжка, се поемат от съответните оператори на преносни системи или от организаторите на проекта на енергопреносната инфраструктура на държавите-членки, на които проектът осигурява нетно положително въздействие, и доколкото не се покриват от такси за претоварване или други такси, се заплащат от ползвателите на мрежата посредством тарифите за достъп до мрежата в същите държави-членки. Според разпоредбата на чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013, след като такъв проект достигне достатъчна степен на зрялост, организаторите на проекта, след консултации с ОПС от държавите-членки, на които проектът осигурява значително положително нетно въздействие, подават инвестиционно искане, което включва искане за трансгранично разпределение на разходите и се изпраща на всички заинтересовани национални регулаторни органи, ведно с документите, посочени в параграф 3, б. „а“ – б. „в“.

Във връзка с приложимата процедура по Регламент (ЕС) № 347/2013 следва да се има предвид, че с Решение № И-2 от 10.10.2017 г. КЕВР е определила трансграничното разпределение на инвестиционните разходи за Фаза 2 на проект от общ интерес 6.8.2. „Необходима рехабилитация, модернизиране и разширяване на българската преносна система“. С писмо с вх. № Е-15-45-29 от 27.06.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е уведомило КЕВР, че през м. декември 2017 г. е информирано за заключението на Оценителната комисия за недопустимост на проектното предложение, а през м. февруари 2018 г. са получени подробните мотиви в тази връзка. ЕК счита, че е необходимо да се изпълни

пълната процедура по провеждане на консултации съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и Препоръка № 5/2015 на Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (АСРЕ) от 18 декември 2015 г., с оглед постигане на прозрачност относно установяването и признаването на ползите от проекта и координираността при вземане на решение за трансгранично разпределение на разходите по проекта (CBCA decision). ЕК подчертава, че устойчивостените ползи от проекта, изведени в Анализа разходи-ползи, са представени общо за целия Европейски Съюз (ЕС) и не са разпределени по отделни държави. Според ЕК, по този начин има вероятност в рамките на идентифицираните общи ползи, ползата за отделна държава-членка да надхвърли 10%, което се определя като значително положително нетно въздействие по смисъла чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013. Тази хипотеза изисква прилагането на Раздел 1.3. от Препоръка № 5/2015 на АСРЕ, съдържащ критериите за провеждане на консултации с всички съседни (ОПС). Съгласно изложените от ЕК мотиви, процедурата, приложена от „Булгартрансгаз“ ЕАД, не е отчела необходимост от провеждане на консултации със засегнатите от проекта съседни ОПС съгласно насоките в Препоръка № 5/2015 на АСРЕ. Това е дало отражение във взетото от КЕВР решение за трансгранично разпределение на разходите по проекта, като то следва да бъде взето по координиран начин с регулаторите на засегнатите държави-членки (Гърция и Румъния), за да се избегнат всякакви потенциални съмнения. В тази връзка Оценителната комисия е приела, че издаденото решение не е в съответствие с чл. 12 от Регламент (ЕС) № 347/2013.

Предвид гореизложеното, „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да проведе консултации с операторите на всички държави, за които има вероятност проектът да окаже значителен нетен позитивен ефект, за да може отново да кандидатства с проектно предложение за финансиране на ПОИ 6.8.2. В тази връзка българският ОПС уведомява, че е стартирал процес на консултации в съответствие с чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013, като е изпратил подробно техническо описание на проекта и анализ на разходи-ползи до следните ОПС: DESFA, Гърция; Srbijagas, Сърбия; Botas, Турция; Transgaz, Румъния; GAMA AD, Македония, както и до НРО на Гърция и Румъния. Следователно „Булгартрансгаз“ ЕАД е подало инвестиционно искане с вх. № Е-15-45-39 от 09.08.2018 г. след провеждане на консултациите, за удостоверяване на което е приложена посочената по-горе кореспонденция и получените становища.

По смисъла на дефиницията на чл. 2, т. 6, б. „а” от Регламент (ЕС) № 347/2013 организатор на ПОИ 6.8.2. е „Булгартрансгаз” ЕАД.

Изпълнено е изискването на чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013, тъй като подаденото инвестиционно искане включва необходимата документация: анализ на разходите и ползите, бизнес план за оценка на финансовата жизнеспособност на проекта и предложение за трансгранично разпределение на разходите, както и копие от документацията относно проведените консултации.

В съответствие с Регламент (ЕС) № 347/2013 и с Препоръка № 5/2015 на АСРЕ, инвестиционното искане с предложение за трансгранично разпределение на разходите съдържа:

#### **1. Подробно техническо описание на проекта, включително обосновка за избора на технологии**

Инвестиционните намерения на „Булгартрансгаз” ЕАД, във връзка с ПОИ 6.8.2., Фаза 2 предвиждат следните действия:

1.1. Етап 2 от модернизация на компресорните станции чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегата (ГТКА) в 3 компресорни станции (КС) - КС „Лозенец“, КС „Петрич“ и КС „Ихтиман“.

КС „Лозенец“ е включена в трасето на газопровода, служещ за пренос на природен газ за страните Турция, Гърция и Македония и разполага с 9 броя ГТКА, 7 броя от които са монтирани през първите два етапа на изграждане на компресорната станция (1988 г. и 1996 г.) и два броя нискоемисионни турбокомпресора на фирма „SOLAR“, въведени в рамките на Етап 1 от модернизацията. Предвижда се модернизацията на КС „Лозенец“ да се изпълни чрез изграждане/монтиране на 2 броя нискоемисионни газотурбинни

турбокомпресорни агрегати (ГТКА 10 и ГТКА 11) с мощност 9,0 MW и производителност на компресора  $Q_{\max}=24,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  на площадка, разположена западно от сега монтираните ГТКА 8 и ГТКА 9.

КС „Петрич“ е включена на изхода на трасето на газопровода, служещ за пренос на природен газ за Гърция и разполага с 3 броя ГТКА. В рамките на изпълнението на Етап 1 от модернизацията на компресорните станции, в КС „Петрич“ е инсталиран и въведен в експлоатация един нов нискоемисионен турбокомпресорен агрегат на фирма „SOLAR“. Етап 2 на модернизацията на КС „Петрич“ предвижда изграждане/монтиране на 1 брой нискоемисионен газотурбинен турбокомпресорен агрегат (ГТКА 4) с мощност 9,0 MW и производителност на компресора  $Q_{\max}=11,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  на площадка, разположена южно от сега монтирания ГТКА 3 на свободно място между ГТКА 3 и ГТКА 1.

КС „Ихтиман“ е включена в трасето на газопровода, служещ за пренос на природен газ за Гърция и Македония и разполага с 4 броя ГТКА. В рамките на изпълнението на Етап 1 от модернизацията на компресорните станции, в КС „Ихтиман“ е инсталиран и въведен в експлоатация един нов нискоемисионен турбокомпресорен агрегат на фирма „SOLAR“. Етап 2 на модернизацията на КС „Ихтиман“ предвижда изграждане/монтиране на 1 брой нискоемисионен газотурбинен турбокомпресорен агрегат (ГТКА 5) с мощност 9,0 MW и производителност на компресора  $Q_{\max}=13,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  на площадка, разположена южно от сега монтирания ГТКА 4.

Обосновката за избора на технологии и вариант за изпълнение на дейностите по Етап 2 от модернизация на компресорните станции е направена, като са разгледани два варианта – използване на центробежни компресори и използване на бутални компресори за повишаване на налягането на природния газ. Изборът на центробежните компресори, като технически и икономически по-целесъобразни в сравнение с буталните, е обоснован с по-проста и компактна конструкция, осигуряваща непрекъсваем поток на газа без пулсации, висока производителност и по-ниски експлоатационни разходи.

1.2. Рехабилитация и подмяна на участъци от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км, в т.ч.:

1.2.1. Трасе на участъка от газопровода за подмяна ОС „Беглеж“ – КВ „Дерманци“ – КВ „Батулци“ – КВ „Калугерово“, което е с дължина около 58 км и е част от северния полупръстен на газопреносната мрежа, въведен в експлоатация на два етапа, съответно през 1973 г. и през 1975 г. Участъкът има голямо стратегическо значение за газопреносната мрежа, доколкото през него се осигурява преносът на природен газ от входна точка Негру вода. Пряко свързан е с единственото в страната газохранилище ПГХ „Чирен“ и е обвързан с използването на интерконектора Румъния-България, с планираната за изграждане междусистемна връзка с Република Сърбия и разширението на ПГХ „Чирен“, което обуславя спешната необходимост и изключителното значение на подмяната му.

1.2.2. Трасе на участъка от газопровода за подмяна „ОС „Вълчи дол“ - КВ „Преселка““, което е с начало ОС „Вълчи дол“, на км 62.6 по магистрален газопровод – северен клон и край – входа на линеен кранов възел КВ „Преселка“, на км 85.9 по магистрален газопровод – северен клон. Участъкът е част от северния полупръстен на газопреносна мрежа и е въведен в експлоатация през 1975 г. Участъкът е с дължина около 23,3 км, диаметър DN 700 и е изграден със стоманени тръби. Направените анализи показват, че за дългосрочното осигуряване на интегритета на участъка е целесъобразна неговата подмяна, като тя е обоснована със стратегическото му значение за газопреносната мрежа, доколкото през него се осигурява транспортът на природен газ от входна точка Негру вода до голяма част от потребителите в страната и е пряко свързан с единственото към момента в страната газохранилище ПГХ „Чирен“.

Изборът на технологии и трасе по т. 1.2.1. и т. 1.2.2. се обосновава с направен технико-икономически анализ на разработените два варианта относно избора на материал за тръбния участък – стомана клас L 415N (X60) и стомана клас L 360N (X52), от който видно, че е целесъобразно използването на стомана клас L 415N (X60). Този клас стомана е с по-високи механични и якостни характеристики.

1.3. Проведени са вътрешнотръбни инспекции за установяване и характеризиране състоянието на газопроводи с обща дължина около 220 км. Целта е да се направи пълна и точна оценка на техническото състояние на два участъка от газопреносната мрежа, в т.ч. подробна информация относно всички регистрирани събития и дефекти от използваните инспекционни бутала. Инспекциите обхващат участък ОС „Кардам“ – ОС „Лозенец“ с дължина от около 184 км и участък ОС „Батулци“ – ОС „Враца“ с дължина около 37 км. Те имат стратегическо значение, тъй като към настоящия момент участъкът ОС „Кардам“ - ОС „Лозенец“ осигурява преноса на природен газ през България до Гърция, Турция и Македония, което е около 15 милиарда m<sup>3</sup>/година, а участъкът ОС „Батулци“ – ОС „Враца“ осигурява достъп до ПГХ „Чирен“.

Изборът на технологии е направен на база данните от предходни вътрешнотръбни инспекции, извършените на тяхна основа анализи за непосредствения и бъдещ интегритет на газопроводните участъци, както и изпълнението на ремонтните програми и програмите за обследване, които посочват като основни заплахи за интегритета на газопровода в тези участъци загубите от метал (вътрешна и външна корозия) и аномалии, свързани с геометрията на газопровода. Приложимите технологии за вътрешнотръбно обследване за горепосочените заплахи (аномалии) са технологията на разсеян магнитен поток и геометрични инспекционни бутала. Използването на технологията на разсеян магнитен поток дава възможност и за определяне ръста на нарастване на корозията в газопроводните участъци.

## 2. Предварително инвестиционно решение

Подмяната на преносен газопровод в участъка ОС „Беглеж“ – КВ „Дерманци“ – КВ „Батулци“ – КВ „Калугерово“ е включена в таблица 1 към Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2019 г., за които е взето инвестиционно решение, част от одобрения от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. Подмяната на преносния газопровод в този участък е включена и в одобрения от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

Етап 2 от модернизация на 3 компресорни станции е включен в таблица 1 към Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2020 г., за които е взето инвестиционно решение, част от одобрения от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

Подмяната на участък ОС „Вълчи дол“ – КВ „Преселка“ е включена в таблица 1 към Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2020 г., за които е взето инвестиционно решение, част от одобрения от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

## 3. План за изпълнение на проекта

Организаторът на проекта е представил план за изпълнение на проекта, в който са описани основните етапи на ПОИ 6.8.2., Фаза 2 – от планирането до въвеждането му в експлоатация. Към момента на подаване на инвестиционното искане с предложение за трансгранично разпределение на разходите част от етапите са завършени. Остават следните етапи по изпълнението на проекта: обществени консултации по чл. 9, параграф 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013; прединвестиционни дейности, свързани с рехабилитацията на участъци от Северния полупръстен на газопреносната система; разрешителни процедури; изграждане, в т.ч. процедури за възлагане на обществени поръчки и въвеждане в експлоатация до м. 12.2021 г., видно от таблица № 1.

**Таблица № 1**

Етап	Начална дата	Крайна дата
Етап на планиране	06/2008	09/2011
Одобрение на планирането	11/2008	11/2012
Предварителни проектни проучвания	2008	08/2017

Обществено обсъждане по чл. 9 (4) от Регламент (ЕС) № 347/2013	09/2012	02/2020
Уведомление за предприети първоначални действия, съгласно чл. 10, пар. 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013	10/2016	12/2016
Процес на издаване на разрешителни	07/2009	02/2020
Оценка за въздействие върху околната среда (ОВОС) и одобрение	08/2009	09/2018
Маркет тест	06/2017	08/2017
Финансиране (привличане на външно финансиране от МСЕ)	27.04.2016 г.	05/2019
Инвестиционно искане	07/2018	До 6 месеца от датата на подаване
Искане за трансгранично разпределяне на разходи (СВСА) / решение (ако е приложимо)	н/п	н/п
Окончателно инвестиционно решение	-	03/2018
Работен проект	04/2013	01/2020
Процедури за възлагане на обществени поръчки	12/2011	09/2019
Изграждане	09/2014	11/2021
Въвеждане в експлоатация	10/2015	12/2021

#### 4. Степен на зрялост на проекта

Във връзка с преценка на степента на зрялост на проекта следва да се отчетат разрешителните процедури и графика за проекта. През 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е стартирало процедура по подготовка на подробен График за издаване на разрешителни за Фаза 2 от ПОИ 6.8.2, в съответствие с Приложение VI (2) от Регламент (ЕС) № 347/2013, която се извършва съвместно с МЕ. Министърът на енергетиката, в качеството му на НКО по смисъла на Регламент (ЕС) № 347/2013, е утвърдил с писмо с вх. № БТГ-04-04-81/1 от 15.08.2017 г. график за издаване на разрешителни, който определя основните етапи, отговорните институции и индикативен времеви график за изпълнение на разрешителните процедури. Приложен е актуализиран график за получаване на разрешителни по ключови процедури, който включва процедури по Закона за опазване на околната среда (ЗОС) с очакван краен срок 09.2018 г.; изработване и съгласуване на подробен устройствен план (ПУП) с очакван краен срок 12.2018 г.; изработване и съгласуване на работен проект с очакван краен срок за приключване на процедурата 01.01.2020 г. и по издаване на разрешение за строеж с очакван краен срок 02.2020 г.

С Решение № 312 от 10.05.2018 г. на Министерския съвет на Р България обектите, предвидени за изграждане в рамките на Фаза 2 от ПОИ 6.8.2, са обявени за национални обекти по смисъла на § 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за държавната собственост и за обекти с национално значение по смисъла на § 5, т. 62 от Допълнителните разпоредби на Закона за устройство на територията (ЗУТ).

„Булгартрансгаз“ ЕАД е обосновало достатъчната степен на зрялост на проект 6.8.2., която се потвърждава от следните обстоятелства:

4.1. Сигурност по отношение на разходите, оценени в анализа разходи-ползи на ниво проект. Разходите са прогнозирани въз основа на сключени договори за подготовка на предпроектно проучване и разработване на работен проект с външни изпълнители и изпълнени сходни и по сходна технология проекти от „Булгартрансгаз“ ЕАД;

4.2. Добро познаване на факторите, които имат отражение върху разходите. Основните фактори, влияещи върху стойността на инвестиционните разходи са цените на горивата и метала, тъй като пазарите на тези суровини са много променливи и могат да

окажат съществено влияние върху инвестиционните разходи. В допълнение, върху стойността на проекта могат да окажат влияние и дейностите/мерките, свързани с опазване на околната среда. Тези фактори и влиянието им върху разходите на ПОИ 6.8.2. са анализирани в представения анализ на чувствителността;

4.3. Процентът на несигурност на инвестиционните разходи е под 10%, предвид избраното технологично решение и значителната яснота по отношение на вариантите за изпълнение на дейностите и свързаните с това екологични дейности и мерки;

4.4. Обосновано предвиждане на ползите, оценени в анализ на разходи и ползи (СВА), изготвен от Европейската мрежа на оператори на газопреосни системи (ENTSOG) за групите от проекти, включени в Трети списък с проекти от общ интерес, приет от ЕК на 23.11.2017 г. Ползите на ниво проект са определени чрез прилагане на методиката по чл. 11 от Регламент (ЕС) № 347/2013;

4.5. Добро познаване на факторите, които имат отражение върху ползите. В анализа разходи-ползи са оценени всички основни пазарни и непазарни фактори, влияещи върху ползите от извършване на инвестицията;

4.6. Разрешителните процедури са стартирали. През октомври 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е изпратил Уведомление за предстоящи действия съгласно чл. 10, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013 за ПОИ 6.8.2. до Министерство на енергетиката (МЕ) като национален компетентен орган (НКО) по смисъла на Регламент (ЕС) № 347/2013. Към уведомлението е приложено описание на ПОИ 6.8.2. като цяло, както и конкретно на Фаза 2 - цели, актуален статус на изпълнение, финансова информация, предварителен график, местоположение, трасе. Уведомлението е прието от НКО, с което е поставено начало на процеса по издаване на разрешителни по смисъла на посочения регламент;

4.7. През 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е стартирало процедура по подготовка на подробен график за издаване на разрешителни за проект 6.8.2., Фаза 2, в съответствие с Приложение VI (2) от Регламент (ЕС) № 347/2013 и е одобрен график за издаване на разрешителни от МЕ;

4.8. Очаква се предвидената в ПОИ 6.8.2., Фаза 2 инфраструктура да бъде въведена в експлоатация в края на 2021 г. или в рамките на 60 месеца от подаване на настоящото инвестиционно искане.

В приложения анализ разходи-ползи „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило подробна информация относно дейностите по отделните части на Фаза 2 от ПОИ 6.8.2., чрез които фазата е достигнала достатъчна степен на зрялост за подаване на инвестиционно искане и апликационна форма за кандидатстване за финансиране.

В тази връзка и в съответствие с чл. 12, параграф 3 на Регламент (ЕС) № 347/2013, може да се приеме, че ПОИ 6.8.2., Фаза 2 е достигнал достатъчна степен на зрялост.

## **5. Анализ на разходите и ползите съгласно чл. 12, параграф 3, буква „а“ от Регламент (ЕС) № 347/2013**

Анализът разходи-ползи за проекта е изготвен въз основа на методиката по чл. 11 от Регламент (ЕС) № 347/2013 за хармонизиран и обхващащ цялата енергийна система анализ (включително с моделиране на мрежите и пазара) на разходите и ползите в рамките на Съюза за проектите от общ интерес, попадащи в категориите, посочени в Приложение II, точка 1, букви „а“, „г“ и т. 2 на този Регламент. В СВА за ПОИ 6.8.2., Фаза 2 са използвани резултатите от анализа на разходите и ползите, изготвен при подготовката на TYNDP 2017 и PS СВА моделирането от ENTSOG в рамките на процеса по изготвяне на Трети списък с проекти от общи интерес на ниво група „Междусистемна връзка между Гърция-България и Сърбия и необходими усилвания и разширение в България и Гърция“. TYNDP 2017 е публикуван на интернет страницата на ENTSOG, а резултатите от PS СВА са представени на регулаторните органи на държавите, засегнати от проектите, на ACPE и ЕК, както и на представителите на Регионална група NSI EAST, в която е включена групата от проекти.



Съгласно Методологията за подготовка на Анализ „Разходи-ползи“ на ENTSOГ, одобрена от ЕК през 2015 г., изчислението на финансовите и икономическите индикатори трябва да се базира на времеви хоризонт, който покрива периода от годината на подготовка на анализа до двадесетата пълна година на експлоатация на изградената инфраструктура. В случай на многофазови проекти, периодът на експлоатация започва с първото повишение на капацитета, т.е. времевият хоризонт за целия проект приключва на двадесета пълна година на експлоатация на изградената инфраструктура. Тъй като ПОИ 6.8.2. е проект, съставен от 3 фази, за начало на експлоатация на инфраструктурата се приема годината на въвеждане в експлоатация на Фаза 1 от модернизацията на компресорните станции - 2017 г., като времевият период на направения анализ е n+20 до 2036 г.

За изчисляване на финансовите показатели на проекта е използван методът на дисконтираните парични потоци, който включва времевата стойност на всички парични средства, като се използват сегашните стойности през базовата 2017 г.

### **5.1. Анализ на потреблението и пазара на газ в България и района**

В съответствие с чл. 12 от Регламент (ЕС) № 347/2013, организаторът на проекта е извършил оценка на търсенето на пазара.

Анализът е извършен при отчитане на сценариите за търсене на природен газ, съгласно TYNDP 2017, разработен от ENTSOГ. Потреблението на природен газ в дългосрочен план зависи от демографски и макроикономически фактори, от цени на енергията и емисиите, както и от целите, заложи в политиките за енергетиката и екологията. За всеки от видовете сценарии (бавно развитие, син преход, зелена революция и зелена революция в ЕС) е разработен вариант, който да отразява възможното търсене на природен газ в бъдеще, като са определени и различни параметри, които се използват за обосноваване на процеса на събиране на данни. Сценариите за TYNDP 2017 са разработени при отчитане на: енергийна политика/регламенти; икономически условия; зелени амбиции; цена на CO<sub>2</sub>; цена на горивата; развитие на възобновяемите източници; енергийна ефективност; конкуренция с електроенергията; електрифициране на отоплението; газ срещу въглища; газ в транспорта и електричество в транспорта.

Анализът на търсенето на природен газ в България е извършен, като са взети предвид следните обстоятелства: Техническият проектен капацитет на т.нар национална газопрепосна мрежа до основна част от потребителите в страната възлиза на 7,4 млрд. м<sup>3</sup>/г. Пренесените количества по газопрепосната система до национални изходни точки (с включени количества пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“) през 2016 г. са в размер на 3 387 млн.м<sup>3</sup>, което е увеличение спрямо предходната година с 4,03%. Допълнително се извършва пренос на природен газ до изходни точки в Югозападна България, принадлежащи към т.н. газопрепосна мрежа за транзитен пренос. От предоставените данни може да се направи извод, че разпределението на пренесените месечни количества в рамките на годината е със силно изразена сезонна неравномерност. „Булгартрансгаз“ ЕАД осъществява пренос на природен газ през територията на Р България до трансгранични изходни точки за съседни държави – Турция, Гърция и Македония. Количествата пренесен природен газ през територията на страната ни през 2016 г. са в размер на 14,623 млрд. м<sup>3</sup> или с 8,28% повече в сравнение с пренесените през 2015 г. Максималният технически капацитет за пренос на природен газ през територията на Р България общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд.м<sup>3</sup> и е, както следва: за Турция – 14 млрд. м<sup>3</sup>, задоволяващ 35-40% от потреблението в страната; за Гърция – 3 млрд. м<sup>3</sup>, задоволяващ около 70% от потребяваните количества и за Македония – 0,8 млрд. м<sup>3</sup>, задоволяващ 100% от потреблението.

В периода 09.06-03.07.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е извършило оценка на необвързващи прогнози за търсене на капацитет от страна на потенциалните и съществуващите мрежови ползватели, във връзка с изготвянето на актуална оценка на търсенето на допълнителен капацитет на пазара след реализирането на проекта. Резултатите от проведено пазарно проучване показват, че след осъществяването на проекта ще бъдат реализирани допълнителни изходни капацитети по отношение на

следните трансгранични точки: към Турция на изходна точка „Странджа/Малкочлар“, в размер на 58,08 GWh/d, с очакван срок 12.2021 г. и към Гърция на изходна точка „Кулата/Сидирокастро“ в размер на 13,78 GWh/d, с очакван срок 12.2021 г.

### 5.2. Финансов анализ

Основните цели на този анализ са да оцени общата рентабилност на проекта, финансовата му жизнеспособност и да изчисли паричните потоци, генерирани по време на разглеждания период. Анализът е извършен при отчитане на следните параметри: всички парични потоци са посочени в млн. евро.; анализът е само за действителните приходи и разходи; не се включват счетоводните непарични приходи и разходи; периодът включва инвестиционна фаза (5 години 2017 - 2021 г.) и експлоатационна фаза (15 години 2022 - 2036 г.); финансовите прогнози са изчислени в реални цени на база 2017 г., без отчитане на инфлацията; използвана е дисконтова норма в размер на 8,14% и не е включен данък добавена стойност (ДДС) като разход. При анализа е отчетено обстоятелството, че с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. КЕВР е одобрила среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала на дружеството в размер на 8,14% преди данъчно облагане, при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7,33%.

Финансовият анализ е разработен при структура на финансиране със собствени средства на организатора на проекта.

Инвестиционните разходи по проекта обединяват всички разходи, осъществени по време на инвестиционната фаза, които към началото на експлоатационната фаза формират дългосрочни материални и нематериални активи. Общата инвестиционна стойност на проекта е в размер на 148,727 млн. евро без ДДС, като разходите са разделени по видове дейности, както следва:

Таблица № 2

Дейност	Общо (в млн. евро)
<b>Модернизация на компресорни станции (Фаза 2)</b>	<b>79,804</b>
Предпроектно проучване, финансирано от CEF (Договор 2643/15.11.2016)	.....
Проектиране и планиране, авторски надзор	.....
Закупуване на земя/сервитути	.....
Строителство	.....
Строителен надзор	.....
Управление на проекта	.....
Публичност	.....
<b>Инспекции</b>	<b>0,894</b>
<b>Рехабилитация на отсечки</b>	
Проектиране на участъка Дерманци – Батулци – Калугерово, финансирано от CEF	.....
Закупуване на земя/сервитути	.....
Строителство	.....
Строителен надзор	.....
Проектиране на участъка Вълчи Дол – Преселка, финансирано от CEF	.....
Закупуване на земя/сервитути	.....
Строителство	.....
Строителен надзор	.....
<b>Общо CAPEX с CEF до момента</b>	<b>148,727</b>

Допустимите разходи, за които дружеството може да кандидатства за финансиране от МСЕ са за строителство на предвидената инфраструктура, задължителен надзор по време на строителство и за управление на проекта и публичност. Към момента на подаване на инвестиционното искане за ПОИ 6.8.2., Фаза 2 са сключени споразумения за

отпускане на безвъзмездна финансова помощ от Механизъм за свързване на Европа: Споразумение за безвъзмездно съфинансиране № INEA/CEF/ENER/M2015/1119568 на стойност до 850 000 евро и Споразумение за безвъзмездно съфинансиране № INEA/CEF/ENER/M2016/1290626 на стойност до 182 000 евро. Общото осигурено съфинансиране чрез програма МСЕ до момента е на стойност до 1,032 млн. евро.

Разходите за експлоатация и поддръжка за първата година от въвеждане в експлоатация (2022 г.) са в размер общо на ..... млн. евро и включват: технологични разходи, разходи за материали, разходи за външни услуги, разходи за персонал, разходи за социално осигуряване и други разходи. Не се предвижда промяна на оперативните разходи за всяка година през периода 2022-2036 г. Разходите са разделени по видове, представени в Таблица № 3:

Таблица № 3

Дейност	Общо (в млн. евро)
Технологични разходи	.....
Разходи за материали	.....
Разходи за външни услуги	.....
Разходи за персонал	.....
Разходи за социално осигуряване	.....
Други разходи	.....
<b>Общо оперативни разходи</b>	<b>.....</b>

При анализа на приходите и тарифите „Булгартрансгаз“ ЕАД е посочило, че с решение по т. 6 от Протокол № 276 от 29.05.2018 г. на Управителния съвет на дружеството са приети цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газова година 01.10.2018 г. – 30.09.2019 г., съгласно Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Приходите от проекта са изчислени, като е отчетена прогнозната използваемост на допълнителните капацитети, които ще бъдат създадени в следствие изпълнението на проекта. Изчислените приходи са в размер на 8,834 млн. евро за всяка година от периода 2022-2036 г.

Финансовите индикатори за проекта без помощта на Общността са следните:

- Нетна настояща стойност (млн. евро) (NPV): -71,193;
- Вътрешна норма на възвръщаемост (%) (IRR): -2,19%;
- Съотношение ползи/разходи (B/C ratio): 0,433.

Финансовите индикатори - нетна настояща стойност и вътрешната норма на възвръщаемост, са с отрицателни стойности и показват, че проектът е търговско нежизнеспособен без финансова помощ от ЕС. Финансовите индикатори за ефективност също са с отрицателни стойности.

**5.3. Икономическият анализ** е проведен, за да се определят нетните положителни социално-икономически ползи, които проектът има за обществото като цяло. Положителният му принос е изразен чрез икономическата рентабилност на проекта, т.е. с икономическата нетна настояща стойност, икономическата норма на възвръщаемост и съотношението на икономическите ползи и разходи.

Методологията на разработване на представения икономически анализ се основава на следните източници: Методология на ENTSOG за изработване на анализ на ползите и разходите, INV154913 от 15.11.2013 г. (ENTSOG Cost benefit Analysis Methodology; Project specific CBA Methodology), разработена съгласно изискванията на чл. 11 на Регламент (ЕС) № 347/2013 и Ръководство за анализ на разходите и ползите (The CBA Guide: Cost benefit Analysis, 2008 European Commission, Directorate General for regional Policy). Използваната методология взема предвид следните критерии: интеграция на пазара, постигана наред с другото чрез премахване на пазарната изолация на поне една държава-членка; сигурност на доставките; конкуренция чрез диверсификация на източниците и устойчиво развитие постигано наред с другото чрез намаляване на емисиите.

При количествения анализ са представени ползите от изпълнението на групата от проекти предвид факта, че ПОИ 6.8.2. е неразделна и ключова част от група NSIEAST\_09b, в съответствие с установената практика на ENTSOG PS CBA. Проектите, включени в списъка на проекти от общ интерес са групирани, така че в своята цялост, а не и поотделно, подпомагат създаването на интегриран, конкурентен и устойчив вътрешен енергиен пазар в региона на ЕС и заедно допринасят за достигане на целите на ЕС. Предвид изложеното и факта, че ПОИ 6.8.2. представлява част от групата, но разгледан сам по себе си, носи ползи основно за България, икономическият анализ представя резултатите от моделирането на влиянието на проектите на ниво група, а не на ниво проект. Разгледани са ползите от проектите в точно определени сценарии за развитие на пазара на природен газ. В тази връзка, представеният количествен анализ на групата от проекти NSIEAST\_09b е извършен въз основа на следните индикатори:

- *Диверсификация на маршрутите – Import Route Diversification (IRD)*

Анализът показва, че проектната група повишава интеграцията на пазара, като е насочена към проблема от недостатъчната диверсификация на входните точки със съседните държави за България и Сърбия, чрез изграждане на необходимата инфраструктура за осигуряване на достатъчна и добре балансирана диверсификация на маршрутите за доставка;

- *Влияние върху индикатора N-1*

Извършеното симулиране на мрежата показва, че проектната група допринася за повишаване сигурността на доставките и конкуренцията, като е насочена към проблема, че България, Гърция и Сърбия не отговарят на изискването N-1, който е един от основните показатели, с които се определя влиянието на групата проекти върху държавите предмет на анализа, чрез осигуряване на инфраструктура, която да повиши стойностите на този показател;

- *Влияние на прекъсване на маршрут за доставки на природен газ*

Сигурността на доставките и конкуренцията са измерени и чрез индикаторите Remaining Flexibility и Disruption Rate. Резултатите показват, че групата от проекти допринася за повишаване на сигурността на доставките и конкуренцията, като намалява зависимостта от прекъсване на доставките на природен газ през Украйна за България и Македония, чрез осигуряване на инфраструктура, която да намали невъзможността за задоволяване на търсенето на природен газ в случай на прекъсване на доставките по главен маршрут за внос на природен газ;

- *Зависимост от единствен доставчик на природен газ*

Сигурността на доставките и конкуренцията се измерват и чрез индикатора Cooperative Supply Source Dependence. Резултатите от анализа показват, че групата допринася за повишаване на сигурността на доставките и конкуренцията, като намалява физическата зависимост на България и Македония към единствения им източник на природен газ, чрез изграждане на инфраструктура, която позволява намаляване на дела на газа от този единствен източник до под 25%;

- *Достъп до ограничен брой източници на природен газ*

Анализът показва, че групата от проекти предвижда изграждането на инфраструктура, която да свърже държави с ограничен достъп до източници на доставка – България, Македония и Румъния, до втори или трети източник, с което да допринесе за повишаване на сигурността на доставките и конкуренцията.

Резултатите от количествения анализ показват, че групата от проекти NSIEAST\_09b има съществен принос за преодоляване на специфичните предизвикателства на националните, регионалните и международните енергийни пазари, а именно: интеграция на пазара, постигната с повишаване диверсификация на маршрутите, по които може да достигне природен газ до България и Сърбия и сигурност на доставките и повишаване на конкуренцията, постигнати чрез: повишаване на показателя N-1 за България, Гърция и Сърбия; повишаване на гъвкавостта на преносните системи при прекъсване на доставките на природен газ през Украйна за България, Гърция и Сърбия и понижаване на количествата природен газ, които не биха били доставени до

потребителите; намаляване на зависимостта от единствен източник на природен газ за България и Македония; изграждане на инфраструктура, която да осигури достъп до допълнителен източник на природен газ за държавите с ограничен достъп до източници - България, Македония и Румъния.

ПОИ 6.8.2. е основен сред проектите от групата NSIEAST\_09b, тъй като без модернизация на преносната инфраструктура на територията на България интерконекторите Гърция-България и България-Сърбия не биха могли да оперират.

Икономическите ползи са изчислени за цялата група NSIEAST\_09b. За първа година на експлоатация се приема 2017 г., а икономическите ползи се изчисляват от 2022 г., която е първа пълна година на експлоатация на всички компоненти от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2.

В резултат на изграждането на проекта ще се повиши техническият капацитет в междусистемните точки на свързване „Странджа/Малкочлар“ и „Кулата/Сидирокастро“, чието повишение представлява 30,53% от цялата промяна в техническите капацитети. Предвид посоченото, остойностените икономически ползи от изпълнението на проекта са 30,53% от остойностени ползи от група NSIEAST\_09b.

В резултат от модернизацията на 3 компресорни станции ще се реализира намаление на емисиите от CO<sub>2</sub> в размер на най-малко 2,8 тона. Общата стойност на икономическите ползи от намалението на изпускането на вредните газове в атмосферата за целия референтен период е 0,148 млн. евро. Социалната норма на дисконтиране за изчисляване на икономическите показатели на проекта е 4%, която е в съответствие с методологията, разработена съгласно чл. 11 на Регламент (ЕС) № 347/2013.

Икономическите показатели за проекта са следните:

- Нетна настояща стойност (млн. евро) (NPV): 521,70;
- Вътрешна норма на възвръщаемост (%) (IRR): 26,65%;
- Съотношение ползи/разходи (B/C): 4,682.

Изчислените икономически показатели показват, че проектът отговаря на критериите за финансиране от ЕС, а именно: проектът ще допринесе за подобряване на благосъстоянието на обществото, тъй като икономическите ползи превишават икономическите разходи и е обосновано неговото финансиране с публични средства; настоящата стойност на проекта е положителна и показва остойностените дисконтирани нетни икономически ползи от проекта и тяхната висока сегашна стойност и икономическата норма на възвръщаемост е над определената стойност за социална норма за дисконтиране от 4%. Съотношението ползи – разходи показва, че проектът носи ползи за обществото, като ползите от проекта надвишават разходите над 4 пъти. Проектът ще допринесе за постигане на специфичните секторни цели на МСЕ, заложи в чл. 4, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 1316/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2013 за създаване на Механизъм за свързване на Европа, а именно:

- увеличаване на конкурентоспособността чрез насърчаване на по-нататъшното интегриране на вътрешния енергиен пазар и оперативната съвместимост на трансграничните газови мрежи, чрез премахване на вътрешни ограничения в държава-членка, намаляване на енергийната изолираност на България и изравняване на цените на пазарите на природния газ;

- засилване на сигурността на енергийните доставки на държави-членки на ЕС, чрез подпомагане на диверсификация на източниците на доставки, партньорите доставчици и маршрутите, чрез повишаване на устойчивостта на системата, като намалява броят на смущенията в снабдяването и тяхната продължителност, и чрез предоставяне на възможност за оптимално използване на съществуващите активи на енергийната инфраструктура и

- устойчиво развитие и опазване на околната среда, чрез намаляване на вредните емисии CO<sub>2</sub>, изпускани в атмосферата от компресорните станции, обхванати от проекта.

#### **5.4. Анализ на чувствителността и риска**

В съответствие с изискването на Регламент (ЕС) № 347/2013 и Препоръка № 5/2015 на АСРЕ, в анализа разходи-ползи е включен анализ на чувствителността, чрез който са

оценени ключовите предположения и критичните променливи. Анализът на чувствителността се основава на измененията на капиталовите и оперативните разходи. Върху тях оказват значително влияние цените на горивата и металите, които се използват при изграждането на проекта. Пазарите на тези суровини са много променливи, което води до значителни колебания в капиталовите разходи. До увеличение на разходите могат да доведат и предписанията в резултат на оценка за въздействие върху околната среда. Според изчисленията на дружеството капиталовите вложения могат да варират в рамките на +/- 7%. Очаква се оперативните разходи да бъдат по-стабилни. Един от факторите, който може да окаже влияние е цената на труда, предвид намерението на правителството на Р България за ежегодно увеличаване на минималната заплата. В тази връзка се предвижда рамката на чувствителност при оперативните разходи да е в диапазона +/- 2,15%.

Използвани са два сценария за чувствителност: I сценарий с ниска цена : -7% CAPEX и -2,15% OPEX и II сценарий с висока цена: +7% CAPEX и +2,15% OPEX. При I сценарий резултатите показват, че нетната настояща стойност на проекта ще бъде -63,394 млн. спрямо -71,193 млн. в базовия вариант или увеличение с 10,95%. Моделът показва икономическа възвращаемост от 28,01% спрямо базовата нетна възвращаемост от 26,65%, което е увеличение с 5,11% . При II сценарий нетната настояща стойност е изчислена на -78,992 млн. и в сравнение с базовата показва намаление с 10,95%. Тук нормата на възвращаемост е оценена на 25,42% и сравнена с базовата отчита спад с 4,64%.

Анализът на риска е проведен чрез задаване нивото на риска като комбинация от влиянието на специфични рискове и вероятността за тяхното настъпване. Идентифицирани са следните групи рискове и мерките за тяхното намаляване:

- Външни рискове за изпълнение на проекта – неблагоприятни промени в политическата ситуация, икономическата обстановка и валутния курс. Действията по ограничаване на тези рискове включват мониторинг и прогнозиране на външните фактори и планиране на заплащането на активи или услуги, необходими за изпълнението на проекта;

- Финансови и икономически рискове – свързани с финансирането и ръста в цените/разходите. Мерките за намаляване на тези рискове включват осигуряване на необходимото съфинансиране, мониторинг на наличните средства, спазване на логиката на графика за плащания и стриктен контрол на заявленията за междинни плащания;

- Организационни рискове и рискове, свързани с времевите срокове, в т.ч. закъснения на административните процедури, затруднения за достигане на консенсус между различните страни, закъснения при взимането на решения и др. Към мерките за ограничаване на тези рискове са идентифицирането на всички необходими процедури и решения, времето и организацията, които се изискват, така че да бъде създадена нужната организация и информацията да е подадена навременно към съответните институции;

- Технически рискове – свързани със сложността на строителството и монтажните работи, безопасността на строителните площадки и др. Мерките за намаляване на тези рискове се фокусират върху подробния технически анализ от страна на инженерите и изпълнителите, спазване на приложимите процедури и стандарти за строителство, технически надзор и контрол от страна на възложителя и проектанта;

- Рисковете, свързани с търгове и изпълнители – трудности/закъснения при провеждането на търговете за строителство, услуги и доставки, неправилни предвиждания за работния график на изпълнителите, по-високи цени от планирания бюджет, предложени на търговете, грешки при изпълнението на строителството, услугите и доставките, финансови или договорни икове от изпълнителите и др. Прогнозирането и планирането на последиците, управление и мониторинг на обществените поръчки, строителството, координиране на графика със засегнатите страни, оценка от ефекта от евентуални икове. Обществените поръчки ще бъдат публикувани в TED (електронен ежедневник за поръчки): онлайн версията на приложението към Официален вестник на ЕС, в което се публикуват обявления за обществени поръчки за осигуряване на участието на повече участници, и следователно, постигане на конкурентни ценови предложения;

- Оперативните рискове, касаещи финансовите въпроси, ще бъдат ограничени чрез добро управление и мониторинг. Прогнозите за размера на оперативните разходи са базирани на исторически разходи, извършени от дружеството. Предвидени са мерки по осигуряване на публичност на проекта. Прогнозата на търсене е консервативна. От друга страна бъдещото развитие на газопреносната мрежа ще ограничи риска от слабо търсене на услугата и по-ниски приходи от очакваните.

#### **6. Бизнес план съгласно чл. 12, параграф 3, буква „б“ от Регламент (ЕС) № 347/2013**

В бизнес плана е направена оценка на финансовата жизнеспособност на ПОИ 6.8.2., Фаза 2 и са разработени вариантите на финансиране. „Булгартрансгаз“ ЕАД е направило инвестиционен анализ на реализацията на проекта при два варианта: със 100% собствено инвестиране и със 68% финансиране с безвъзмездна финансова помощ от ЕС по МСЕ на допустимите разходи, свързани със строителство на инфраструктурата, и собствени средства.

Разгледаният в бизнес плана референтен период е 20 години, който започва от 2022 г. като първа година на въвеждане в експлоатация на Фаза 2. Експлоатационната фаза на проекта е до 2041 г. включително.

При изчисляването на финансовата устойчивост на проекта са взети предвид входящите и изходящите парични потоци. Входящите потоци включват всички възможни експлоатационни приходи и нетните парични потоци от управление на финансови ресурси. Изходящите парични потоци включват инвестиционни и експлоатационни разходи, изплащане на кредити и платени лихви, и на данъци върху приходите. От представените парични потоци е видно, че без помощ от Общността, кумулативните парични потоци са с отрицателна стойност през целия експлоатационен период.

Проектът би бил финансово устойчив, когато потокът от кумулативно генерираните парични потоци е положителна величина за всички разглеждани години.

Извършеният анализ в бизнес плана показва, че финансовите индикатори нетна настояща стойност (NPV) и вътрешна норма на възвращаемост (IRR) са отрицателни и проектът е търговско нежизнеспособен при финансиране на инфраструктурата със собствени средства на организатора на проекта. Финансовите индикатори за ефективност на инвестициите са отрицателни и показват, че е обосновано проектът да се финансира от ЕС.

Максималният размер на европейската финансова помощ за проучвания и работи е 50% от допустимите разходи. В случай, че проектът има значителен принос за сигурност на доставките, насърчава солидарността между държавите-членки на ЕС или включва прилагане на високо иновативни решения, размерът на европейската финансова помощ може да се увеличи до 75% от допустимите разходи. При финансиране на строителство, допустимите разходи включват разходи за инвестиции в оборудване и инфраструктура.

Според извършените анализи, ПОИ 6.8.2., Фаза 2 не би бил финансово жизнеспособен при получаване на безвъзмездна финансова помощ от МСЕ в размер на 50%. Изготвеният бизнес план и извършеният финансов анализ показват, че проектът не е търговски жизнеспособен. Същевременно икономическият анализ, представен по-горе, показва наличието на съществени странични ползи от проекта във връзка със сигурността на доставките и солидарността в региона, тъй като е основна значима част от група проекти NSIEAST\_09b. В този смисъл ПОИ 6.8.2. отговаря на изискванията за допустимост за финансово подпомагане от ЕС под формата на безвъзмездна помощ за строителство, регламентирани в член 14, параграф 2 от Регламент (ЕС) № 347/2013.

Предвид факта, че проектът е търговски нежизнеспособен, е изчислена и необходимата безвъзмездна финансова помощ, при която финансовите индикатори за ефективност на проекта се подобряват. Тези изчисления показват необходимост от съфинансиране от ЕС в размер на 68% от общите допустими инвестиционни разходи за изграждане. Предвид изложеното бизнес планът е разработен при вариант до 68%

финансиране с безвъзмездна финансова помощ от ЕС по МСЕ и собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Стойността на допустимите разходи по изпълнението на проекта е в размер на (...) млн. евро, като необходимото съфинансиране за осигуряване на финансовата жизнеспособност на проекта е в размер на (...) млн. евро по МСЕ и (...) млн. евро собствено финансиране на ОПС. След финансирането от ЕС нетната настояща стойност на инвестицията става положителна величина.

Изчисленията на финансовите индикатори на проекта преди и след финансирането от ЕС са, както следва:

Без помощта на Общността:

- Нетна настояща стойност (млн. евро) (NPV): -71,071
- Вътрешна норма на възвръщаемост (%) (IRR): -1,00%
- Съотношение ползи/разходи (B/C ratio): 0,447

С помощта на Общността:

- Нетна настояща стойност (млн. евро) (NPV): 0,113
- Вътрешна норма на възвръщаемост (%) (IRR): 8,17%
- Съотношение ползи/разходи (B/C ratio): 1,002

След финансова помощ от ЕС в размер на 68% от допустимите разходи за изграждане нетната настояща стойност се подобрява и вече е с положителна стойност; вътрешната норма на възвръщаемост на капитала се подобрява и достига равнище близо до дисконтовата норма; съотношението ползи/разходи се подобрява и достига 1,002 при получаване на безвъзмездно финансиране.

Извършен е анализ на очакваното потенциално влияние на проекта върху цените за достъп и пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Анализът е извършен, като са разгледани 3 сценария: базов сценарий при изключване на инвестициите, свързани с проекта; сценарий при 100% финансиране със собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД и сценарий при 68% грантово финансиране и 32% финансиране със собствени средства на дружеството. Резултатите от изчисленията са индикативни, като са извършени на база утвърдените на ОПС с Решение № НГП-1/01.08.2017 г. на КЕВР ценообразуващи елементи за регулаторния период 2017 – 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД заявява, че при 100% финансиране на проекта от дружеството цените за достъп и пренос ще се увеличат средно с 40,16%, в сравнение с базовия сценарий. От друга страна, при безвъзмездно финансиране и финансиране със собствени средства се очаква увеличение в размер на средно 7,71%. Не е предвидено прогнозираните инвестиционни разходи за ПОИ 6.8.2, Фаза 2 да бъдат покрити от действащите тарифи, в сила към момента на изготвяне на инвестиционното искане.

Всичко гореизложено обосновава необходимостта от финансово подпомагане от ЕС чрез МСЕ, което ще даде възможност въздействието на инвестиционните разходи върху мрежовите тарифи да бъде сведено до минимум. Без осигуряване на необходимото 68% съфинансиране по МСЕ, реализирането на ПОИ 6.8.2. ще се отрази негативно върху крайните потребители, които ще следва да понесат непосилна финансова тежест на повишените тарифи на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Повишаването на тарифите ще има негативно влияние както върху големите индустриални предприятия, така и върху малките и средни фирми, тъй като ще бъдат намалени тяхната конкурентоспособност и приходите за икономиката. Предвид изложеното, единствено при осигурено безвъзмездно финансиране в размер на 68% по МСЕ може да се гарантира, че въздействието на разпределяне на разходите само за българската страна върху националните тарифи няма да представлява непропорционална тежест за потребителите. Необходимостта от безвъзмездно финансиране в размер на 68% се обосновава и от факта, че тъй като липсата на модернизация на преносната инфраструктура на територията на България по ПОИ 6.8.2., обуславя невъзможност за опериране на интерконекторите Гърция-България и България-Сърбия.

## **7. Ползи за трети страни**



Съгласно чл. 12, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013 ефективно направените инвестиционни разходи, с изключение на разходите за поддръжка, се поемат от съответните оператори на преносни системи или от организаторите на проекта на енергопреносната инфраструктура на държавите-членки, на които проектът осигурява нетно положително въздействие, и доколкото не се покриват от такси за претоварване или други такси, се заплащат от ползвателите на мрежата посредством тарифите за достъп до мрежата в същите държави-членки. Съгласно чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013 и Препоръка № 5/2015 на АСРЕ, инвестиционното искане за трансгранично разпределение на разходите следва да се предхожда от проведени консултации с ОПС от държави-членки, на които проектът осигурява значително положително нетно въздействие. Съгласно т. 1.3., параграф 3 от Препоръка № 5/2015 на АСРЕ, в случай на съмнение за наличие на значително положително нетно въздействие за държава-членка, АСРЕ препоръчва организаторите на проекта да се консултират с ОПС на тази държава-членка, за да гарантират, че изискването за провеждане на консултации съгласно чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013 ще бъде изпълнено, в случай, че проектът осигурява значително положително нетно въздействие за държавата-членка, както и за да не се възпрепятства необосновано процесът по приемане на решение. С оглед изложеното, през м. юни 2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е иницирирало провеждането на консултации с преносните оператори от съседните държави, както следва: DESFA S.A., Гърция; S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A, Румъния; JP Srbijagas, Сърбия; Petroleum Pipeline Cooperation BOTAŞ, Турция и GA-MA AD, Македония. По данни от „Булгартрансгаз“ ЕАД, тези ОПС са получили техническото описание на проекта и анализа разходи-ползи на 12.06.2018 г. и 13.06.2018 г. С цел подобряване процеса по приемане на решение, писмата за консултации до ОПС от държави-членки на ЕС са били изпратени с копие до НРО на Гърция и на Румъния, които по данни от българския ОПС са получени на 12.06.2018 г.

С писмо с изх. № 32053 от 27.06.2018 г. от S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A до „Булгартрансгаз“ ЕАД румънският преносен оператор е посочил, че съгласно получения анализ разходи-ползи не е идентифицирал значително положително въздействие от проекта за Румъния съгласно дефиницията за съществени ползи по Препоръка № 5/2015 на АСРЕ, което да налага участието на S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. в консултациите, предхождащи подаването на инвестиционно искане за проекта.

В процеса на консултации в „Булгартрансгаз“ ЕАД не е получена информация от останалите консултирани ОПС, която да доведе до промяна в резултатите от анализа разходи-ползи и съответно на предложението за разпределение на разходите по ПОИ 6.8.2. След подаване на инвестиционно искане до НРО на България, Румъния и Гърция в „Булгартрансгаз“ ЕАД е постъпило писмо с изх. № 117698 от 28.08.2018 г. от DESFA S.A., в което гръцкият преносен оператор декларира, че е съгласен с резултатите от анализа разходи-ползи и предложението за трансгранично разпределение на разходите за ПОИ 6.8.2. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило в КЕВР становището на гръцкия преносен оператор с писмо с вх. № E-15-45-39 от 26.09.2018 г.

Резултатите от анализа разходи-ползи показват, че ползите извън България могат да се разпределят между всички съседни държави в региона. В тази връзка следва да се отчете факта, че ПОИ 6.8.2. е неразделна част от група NSIEAST\_09b, в която проектите са групирани, така че в своята цялост, а не и поотделно да подпомагат създаването на интегриран, конкурентен и устойчив вътрешен енергиен пазар в региона на ЕС. ПОИ 6.8.2. представлява част от групата, но разгледан сам по себе си носи ползи основно за България, поради което е налице полза от проекта на ниво група, а не на ниво проект. С оглед изложеното резултатите от анализа разходи-ползи по държави показват, че нито една от другите държави-членки на ЕС не получава значителни нетни ползи от изпълнението на ПОИ 6.8.2., Фаза 2, с дял, който надвишава 10% от общите ползи. Този извод е потвърден и от извършените консултации с румънския и гръцкия ОПС. Такива са и резултатите от анализа разходи-ползи по отношение нечленуващите в ЕС държави Сърбия, Македония и Турция.

С оглед спазване изискването на член 12, параграф 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013

и приемане на решение по координиран начин КЕВР е провела консултации с НРО на съседните държави-членки. Румънският НРО приема, че разходите за изпълнението на проекта следва да бъдат поети изцяло от българския преносен оператор, тъй като значителни нетни ползи от реализирането на проекта ще получи само българската страна. В тази връзка ANRE счита, че изпълнението на проекта от общ интерес 6.8.2 носи ползи за региона, но не се налага приемането на координирано решение от НРО на Румъния и България. Гръцкият НРО също счита, че не е необходимо приемането на координирано решение от НРО на Гърция и България, тъй като предложеният проект оказва влияние предимно върху България и никоя от държавите-членки не получава значителни нетни ползи от прилагането на Фаза 2 на ПОИ 6.8.2.

#### **8. Предложение за трансгранично разпределение на разходите съгласно чл. 12, т. 3, буква „в“ от Регламент (ЕС) № 347/2013**

Съгласно чл. 12, параграф 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013, в рамките на шест месеца от датата, на която последното инвестиционно искане е получено от съответния НРО, националните регулаторни органи, след като проведат консултация със съответните организатори на проекти, вземат координирани решения относно разпределянето на инвестиционните разходи за проекта, които ще бъдат поети от всеки системен оператор, както и за включването на тези разходи в тарифите. НРО могат да решат да разпределят само част от разходите или могат да решат да разпределят разходи за пакет от няколко проекта от общ интерес. При разпределянето на плащанията следва да се вземат предвид действителните или прогнозните такси за претоварване или други такси. ПОИ 6.8.2 не включва точки на междусистемно свързване и самостоятелно не генерира приходи от управление на претоварването.

В Препоръка № 5/2015 на АСРЕ е указано, че при разпределяне на разходите и компенсациите между страните, следва да бъде отчетено нетното позитивно въздействие от изпълнение на проекта върху всяка от тях. Нетното позитивно въздействие се счита за значително в случай, че то надвишава праг на същественост от 10% от сумата на нетните позитивни ползи на всички страни с нетни ползи. В тази връзка, предвид направения от дружеството анализ разходи-ползи, предложението на „Булгартрансгаз“ ЕАД за трансгранично разпределение на разходите предвижда разходите за изпълнение на ПОИ 6.8.2. да бъдат поети изцяло от българския ОПС. Предложението е обосновано, тъй като резултатите от извършения анализ разходи-ползи показват, че никоя държава-членка не получава значителни нетни ползи от изпълнението на проекта с дял, който надвишава 10% от общите ползи.

От извършения анализ разходи-ползи и бизнес плана е видно, че при финансиране на ПОИ 6.8.2. със собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД, същият е търговски нежизнеспособен. Проектът може да бъде реализиран при вариант с 68% безвъзмездно финансиране от МСЕ и 32% от организатора на проекта.

С оглед горното и на основание изискванията на чл. 12, параграфи 1 и 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013 разходите за изпълнение на Фаза 2 на ПОИ 6.8.2. следва да бъдат разпределени изцяло за сметка на организатора на проекта – ОПС „Булгартрансгаз“ ЕАД, като с цел осигуряване на финансовата жизнеспособност на проекта, е необходимо да бъде осигурено финансиране в размер на до 68% от допустимите разходи за строителство чрез МСЕ.

НРО на съседните държави-членки Гърция и Румъния нямат възражения по предложението за трансгранично разпределение на инвестиционните разходи за проекта изцяло (100%) за българския ОПС „Булгартрансгаз“ ЕАД.

**Предвид гореизложеното и на основание чл. 12, параграфи 1, 4 и 5 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на Регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009**

## КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Определя за „Булгартрансгаз“ ЕАД трансгранично разпределение на инвестиционните разходи за Проект от общ интерес 6.8.2. „Рехабилитация, модернизиране и разширяване на българската преносна система“ - Фаза 2, в размер на 100%, като организаторът на проекта следва да осигури 32% от общите допустими инвестиционни разходи за строителство, а останалите 68% от тях да бъдат осигурени чрез кандидатстване за безвъзмездно финансиране по реда на Регламент (ЕС) № 1316/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2013 г. за създаване на Механизъм за свързване на Европа.

2. В случай, че „Булгартрансгаз“ ЕАД не получи 68% безвъзмездно финансиране по реда на Регламент (ЕС) № 1316/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2013 г. за създаване на Механизъм за свързване на Европа, условията и сроковете за реализация на Проект от общ интерес 6.8.2. „Рехабилитация, модернизиране и разширяване на българската преносна система“ - Фаза 2, следва да бъдат преразгледани, за да се постигне балансирано влияние на реализацията на проекта върху тарифите за достъп и за пренос на природен газ през газопреносната мрежа.

3. Да се уведоми Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия за решението за разпределение на разходите, като се приложи цялата необходима информация във връзка с решението.

4. Решението за разпределение на разходите да се публикува.

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 № 909 от 28.09.2018 г.)*