

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2016 – 2025 г.

31 март 2016 г.

**Одобрен с Решение по Протокол №125/31.03.2016 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**

**Внесен за одобрение в КЕВР на 27 април 2016 г. със Заявление
вх. № Е-15-45-26/27.04.2016 г.**

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	4
ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ	6
ВЪВЕДЕНИЕ	8
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	9
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНΟΣ И	11
СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	11
ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА .	14
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ	14
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА	17
ПРЕНΟΣ И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	26
1. ПРЕНΟΣ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ.....	26
2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНΟΣ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	27
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	29
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	31
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	31
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	32
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНΟΣ ПРЕЗ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	34
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ	35
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2016-2025 Г.	38
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНΟΣ И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2016 – 2018 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	40
2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНΟΣ И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ОБВЪРЗАНИ С РАЗВИТИЕТО НА МЕЖДУНАРОДНИ ПРОЕКТИ И ПРОЕКТИ НА ТРЕТИ СТРАНИ В ПЕРИОДА 2016 – 2025 Г.....	43
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНΟΣ И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2016 – 2025 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	43
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2016 – 2025 г.....	44
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ.....	49

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2016-2020 Г.....	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ
2. КАРТА

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ

За целите на този документ са използвани следните термини и съкращения:

АГРС – Автоматична газорегулираща станция

ВПГ/LNG – Втечен природен газ

ГИС – Газоизмервателна станция

ГО – Газопроводно отклонение

ГРС – Газорегулираща станция

Дружеството – „Булгартрансгаз“ ЕАД, е независим комбиниран газов оператор в Р. България

ЕС – Европейски съюз

ГРД – Газоразпределително дружество

МЕ – Министерство на енергетиката

КЕВР – Комисия за енергийно и водно регулиране (преди ДКЕВР)

БЕХ – „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД

КВ – Кранов възел

КЕП – Крайно енергийно потребление

КС – Компресорна станция

ОС – Очистно съоръжение

МГ – Магистрален газопровод

ТГ – Транзитен газопровод

МРа – Мегапаскал (единица мярка за налягане)

м³ или кубичен метър – единица мярка за обем, която в настоящия документ за целите на определяне на количество природен газ, представлява количеството природен газ в обем един кубичен метър при температура 293.15 К (20 градуса по Целзий) и абсолютно налягане 0.101325 МРа

ОВОС – Оценка на въздействието върху околната среда

Пренос на природен газ – транспортиране на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД

ПЕП – Първично енергийно потребление

РС – Разрешение за строеж

СМР – Строително монтажни работи

МСП – Малки и средни предприятия

ЧТК – Черноморска Технологична Компания

ПГХ – Подземно газово хранилище

НГПМ – Национална газопреносна мрежа – газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, но така също и до точки на междусистемно свързване, която е собственост на преносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД и с която се осъществява услуга по пренос;

ГМТП – Газопреносна мрежа за транзитен пренос – газопреносна мрежа с основно предназначение за транзитен пренос на природен газ от българо-румънската граница до границите с Турция, Гърция и Македония, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България или до точки на междусистемно свързване на територията на България, която е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и с която се осъществява услугата по пренос;

Газова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД – включва НГПМ, ГМТП и ПГХ „Чирен“

ЕМОПС/ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas
Европейска мрежа на операторите на преносни системи

CEF – Connecting Europe Facility - Механизъм за свързване на Европа

CESEC - Central and South Eastern Europe Gas Connectivity - Инициатива за изграждане на газови връзки в Централна, Източна и Югоизточна Европа

BRUA – преносен газотранспортен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия

IAP – Йонийско - Адриатически газопровод

ТАП/ТАР – Трансадриатически газопровод

ТАНАП/ТАНАР – Трансанадолски газопровод

ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

- Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., от месец юни 2011 г.
- Данни за БВП, ПЕП, КЕП и др. от Национален статистически институт (www.nsi.bg)
- Данни за потреблението на природен газ, Eurostat (www.epp.eurostat.ec.europa.eu)
- Национален енергиен баланс на Република България за периода 2001-2014 г.
- Списък Проекти от „общ интерес“, Интернет страницата на Европейска комисия, Дирекция енергетика, (www.ec.europa.eu)
- Доклад на Световната банка, Economic Consulting Associates Ltd (ECA) и Infracore Consult Ltd „Bulgaria: Options to Improve Security of Gas Supply“
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на интернет страниците на следните компании:
 - Transgaz S.A. (www.transgaz.ro)
 - Gazprom (www.gazprom.com)
 - DESFA S.A. (www.desfa.gr)
 - Botas (www.botas.gov.tr)
 - JP Srbijagas (www.srbijagas.com) ГА-МА АД (www.gama.com.mk)
 - DEPA, S.A. (www.depa.gr)
 - ITGI (www.edison.it)
 - TAP (www.trans-adriatic-pipeline.com)
 - Shah Deniz (www.bp.com)
 - Romgaz (www.romgaz.ro)
- Информация, свързана добива на природен газ в България, интернет страницата на Petroceltic International Plc (бившата "Мелроуз Рисорсиз"), (www.petroceltic.com)
- Бизнес програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016 – 2020 г., одобрена с Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД №116/18.12.2015 г. и Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 21/08.01.2016 г.
- Регионален Инвестиционен План „Централна и Източна Европа“ 2014-2023 г.
- Регионален Инвестиционен План „Южен коридор“ 2014-2023 г.
Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSOG 2015-2024 г.
- GIE – Gas Infrastructure Europe
- IEA - International Energy Agency
- IGU – International Gas Union, Working committee 2 - UGS
- EIA – U.S Energy Information Administration
- IENE – Institute of Energy for South – East Europe



- BP Statistical Review of World Energy – June 2015
- Turkish Policy Quarterly – 2015
- Platts
- Gas in Focus 2015
- Eustream – Presentation – 21 st Annual BBSPA Conference – April 2015 Wien
- DEPA Annual Report 2010
- Информация от други вътрешно - фирмени документи и кореспонденция със заинтересовани страни

ВЪВЕДЕНИЕ

Десетгодишният план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработен за периода 2016 – 2025 г. и очертава визията за развитие на Дружеството в качеството му на независим газов оператор. Тя кореспондира с основните европейски, регионални и национални приоритети, а именно повишаване сигурността на доставките на природен газ, осигуряване на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка и трайно установяване на стабилен, либерализиран и взаимосвързан газов пазар, както и с приетия през м. февруари 2016 г. от ЕК „зимен пакет от мерки за обезпечаване на енергийната сигурност на ЕС“.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016 – 2025 г. са насочени към подобряване и усъвършенстване на съществуващата основна и спомагателна газопреносна инфраструктура и прилежащите ѝ съоръжения, нейната модернизация, рехабилитация и разширение, развитието на междусистемната свързаност и разширението на капацитета за съхранение. С тяхното изпълнение България има потенциал да се превърне в значим регионален газов център.

Основната цел на Плана е да даде максимална прозрачност за бъдещите перспективи за развитие на газопреносните мрежи и съоръженията за съхранение на природен газ на Дружеството. В него са посочени и анализирани тенденциите и факторите, обуславящи необходимостта от планираните инвестиции, както и времето им разпределение. По този начин всички участници на пазара ще бъдат информирани, което ще подпомогне взимането на дългосрочни инвестиционни решения.

Реализацията на инвестиционната стратегия, представена в настоящия План, ще осигури възможност за повишаване използването на природен газ в страната със съответните икономически, социални и екологични ефекти, както и разнообразяване на източниците и маршрутите за доставка на газ. Тя ще способства също така за осигуряване на конкурентен пазар на природен газ и съответно по-голям избор за участниците в него, включително ценови. С оглед осъществяване на пълна прозрачност и баланс между интересите на преносните оператори и пазарните субекти Десетгодишният план е обект на иницирана от „Булгартрансгаз“ ЕАД публична консултация, на база на която в Плана могат да бъдат отчетени и синхронизирани взаимовръзките между проектите на Дружеството и плановете за развитие на заинтересованите страни. Всички мотивирани предложения ще бъдат разгледани и взети предвид.

Десетгодишните плановете за развитие на мрежата се изготвят от газопреносните оператори на територията на Европейския съюз в изпълнение на чл. 22 от Директива (ЕО) 2009/73. Българският газопреносен оператор разработва Плана и в изпълнение на чл. 81 г., ал. 1 от Закона за енергетика (ЗЕ), обнародван в ДВ, бр. 54 от 17.07.2012 г., в сила от 17.07.2012 г.

Националните Десетгодишни плановете за развитие на мрежата служат за основа на разработването на Регионалните инвестиционни плановете за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД

„Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, регистрирано на 15.01.2007 г. с решение на Софийски градски съд. Собственик на 100 % от акциите му е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, с принципал Министерство на енергетиката (МЕ).

С решение на Комисията за енергийно и водно регулиране „Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифициран като независим преносен оператор на газопреносната система на България, в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ, Регламент (ЕО) №715/2009 относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и Глава осем „а“ от Закона за енергетиката. Решението е прието в съответствие с постъпилото становище на Европейската комисия от 22.04.2015 г.

С приетото от КЕВР решение се доказва, че „Булгартрансгаз“ ЕАД отговаря на критериите за сертифициране и са изпълнени изискванията за независимост, а именно:

- Управителният съвет на Независимия преносен оператор е компетентният орган, който взема решенията, свързани с текущите дейности на оператора, управлението на мрежата и дейностите, необходими за изготвяне на Десетгодишния план за развитие на мрежата;
- независимият преносен оператор има право да взема независими решения по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката и развитието на преносната мрежа, както и по отношение на управлението на газовите режими;
- изискванията за професионална независимост на членовете на управителния орган и на членовете на надзорния орган на „Булгартрансгаз“ ЕАД са изпълнени;
- „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с всички човешки, технически, физически и финансови ресурси, необходими за изпълнение на задълженията за извършване на дейността по пренос на природен газ;
- има собствена идентичност, самостоятелни системи и оборудване за информационни технологии, самостоятелни помещения и системи за сигурност по отношение на достъпа до тях, както и различни външни изпълнители или външни консултанти за тези системи по отношение на достъпа до тях;
- при осъществяване на дейността си, независимият преносен оператор предоставя услуги, които са недискриминационни между различните ползватели на мрежата и не ограничава, не нарушава и не възпрепятства конкуренцията в производството или доставките.

В изпълнение на изискванията на Закона за енергетиката и Директива 2009/73 (ЕО), от м. март 2013 г. Булгартрансгаз ЕАД се ръководи от двустепенна организационно – управленска структура: Надзорен съвет и Управителен съвет.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ. Компанията е собственик и оператор на националната газопреносна мрежа (НГПМ), газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП) и на Подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“).

Дружеството притежава следните лицензии, издадени от ДКЕВР:

За пренос на природен газ: Лицензии № Л-214-06 и № Л-214-09 от 29.11.2006 г.

За съхранение на природен газ: Лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г.

Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и

подзаконовите нормативни актове, които следват европейското законодателство в тази област.

„Булгартрансгаз“ ЕАД има ключова роля и отговаря за единното управление, надеждното функциониране и ефективното използване на газопреносната система, в т.ч. газопроводите, компресорните станции, ПГХ „Чирен“, за развитието на мрежите в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газовия сектор, за преноса на природен газ при спазване на изискванията за качество и отчитането му, за развитието на мрежите в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването, за поддържането, експлоатацията, управлението и развитието на Подземно газово хранилище „Чирен“, за равнопоставеността на потребителите при преноса и съхранението на природен газ. Отделно от това в Дружеството се извършва инженерингова, инвестиционна и сервизна дейност.

В организационната структурата на Дружеството има Централно управление, четири експлоатационни района - Северозападен експлоатационен район „Ботевград“, Североизточен експлоатационен район „Вълчи дол“, Югоизточен експлоатационен район „Стара Загора“, Югозападен експлоатационен район „Ихтиман“, които отговарят за оперативното управление и поддръжката на мрежата на съответната територия, както и ПГХ „Чирен“ и „Ремонтна база Ботевград“:



От своето създаване, „Булгартрансгаз“ ЕАД се стреми непрекъснато да подобрява качеството на предлаганите услуги и да осигурява добавена стойност за развитието на газовия пазар в България, което е неразделна част от фирмената политика. Резултат от устойчивия бизнес модел са много добрите финансови резултати на Дружеството, които са с тенденция да се запазят в бъдеще и позволяват осигуряване инвестиции, които да бъдат вложени в надеждността и развитието на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ.

Дружеството следва политика на прозрачност, недискриминационност и социално - отговорно поведение. Работи за гарантиране на условия на сигурност и устойчиво развитие на пазара на природен газ в страната и региона. Като част от обобщоевропейската газова мрежа, „Булгартрансгаз“ ЕАД се ръководи от изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, европейското и българското законодателство.

ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



Компресорна станция „Странджа“

Газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД на територията на Република България се състои от национална газопреносна мрежа, осигуряваща природен газ за основната част от потребителите му в България, газопреносна мрежа за транзитен пренос, осъществяваща предимно пренос на природен газ за Турция, Гърция и Македония с обща дължина на газовата инфраструктура 2 765 км и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), което е пряко свързано с националната газопреносна мрежа.

Националната газопреносна мрежа (НГПМ), газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, е изградена от приблизително 1 835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане, три компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ с обща инсталирана мощност от 58 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Техническият ѝ капацитет за пренос възлиза на 7,4 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

Газопреносната мрежа за транзитен пренос (ГМТП), газопреносна мрежа с основно предназначение за транзитен пренос на природен газ, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България, се състои от 930 км газопроводи и шест компресорни станции – КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с обща инсталирана мощност от 225 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения. През нея основно се транспортират основно количества природен газ от входна точка на българо-румънска граница до изходните точки към Турция, Гърция и Македония. Техническият ѝ

капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

„Булгартрансгаз“ ЕАД изгради и от 10.01.2014 г. въведе в търговска експлоатация реверсивна станция за измерване на количествата природен газ между транзитната и националната газопрееносни мрежи ГИС Ихтиман, с помощта на която Операторът може да пренася количества природен газ до ползвателите на двете мрежи.

Подземното газохранилище „Чирен“ е изградено в землището на с. Чирен на база вече изчерпаното едноименно газово - кондензатно находище. Оборудвано е със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. ПГХ „Чирен“, разполага и с компресорна станция, която е с обща инсталирана мощност от 10 MW Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 млн.м³ природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите налягания и други фактори, е от 0,5 млн.м³/д (минимално) до 3.4 млн. м³/д максимално за добив, а при аварийен добив максималния капацитет е до 4,2 млн. м³/д при следните условия – аварийна ситуация, пълно газово хранилище и за кратък период от време (максимално до 30 дни), и от 0,5 млн. м³/д (минимално) до 3,16 млн. м³/д (максимално) за нагнетяване.

Основните входни и изходни точки от газопрееносната система на Дружеството са:

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 1/ Кардам – връзка между националната газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопрееносната система, оперирана от Трансгаз С.А. (Румъния), намираща се на българо-румънската граница в района на Негру Вода/ Кардам;

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 2, 3/ Кардам – връзка между газопрееносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопрееносната система, оперирана от Трансгаз С.А. (Румъния), на българо-румънската граница в района на Негру Вода/ Кардам;

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Кулата/ Сидирокастро – връзка между газопрееносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопрееносната система, оперирана от ДЕСФА (Гърция), намираща се на българо-гръцката граница в района на Кулата/ Промахонас;

Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа/ Малкочлар – изходна, връзка между газопрееносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопрееносната система, оперирана от Боташ (Турция), намираща се на българо-турската граница в района на с. Странджа, община Болярово.

Точка на междусистемно свързване (IP) Гюешево/ Жидилово – изходна, връзка между газопрееносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопрееносната система, оперирана от ГА-МА (Македония), намираща се на българо-македонската граница в района на с. Гюешево, община Кюстендил.

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Русе/ Гюргево – връзка между националната газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопрееносната система, оперирана от Трансгаз С.А. (Румъния), на българо-румънската граница в района на Русе/ Гюргево (предстои изграждане на частта от газопровода под р. Дунав)

Входно-изходна точка ГИС Ихтиман – реверсивна измервателна станция, връзка на газопрееносната мрежа за транзитен пренос и националната газопрееносна мрежа,

позволяваща търговското измерване на количествата трансферирани между двете мрежи;

ГИС Провадия – входна точка от местен добив на националната газопреносна мрежа;

ГИС Долни Дъбник – входна точка от местен добив на националната газопреносна мрежа;

Входно-изходна точка ГИС Чирен - връзка между националната газопреносна мрежа и ПГХ „Чирен“.

ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА



ГИС Русе-Изток (Интерконектор България-Румъния)

1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ

Потреблението на природен газ в България за 2015 г. е 2,961 млрд. м³, което бележи увеличение от 10,5% спрямо потреблението през 2014 г. (2,680 млрд. м³). Ръстът на потреблението е резултат от повишения износ от страна на промишлеността, както и понижаването на цените на природния газ, резултат от ниските цени на нефта и нефтопродуктите, които са ценообразуващ елемент в дългосрочните договори с Русия.

Дейностите по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД са регулирани и се извършват в съответствие с издадените от ДКЕВР лицензии. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които стриктно се придържат към европейското законодателство в областта.

В Република България досега няма открити значими находища на природен газ и потреблението на газ в страната се осигурява главно чрез внос от един единствен източник - Руската Федерация. Природният газ достига до България по един маршрут - през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния.

В газопреносната мрежа постъпва природен газ и от местен добив, но разработените находища са с ограничен ресурс и през 2015 г. са осигурили едва 2,6 % от годишното потребление в страната.

През 2015 г. количествата по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	Количество, млн.м ³	Относителен дял
1	Природен газ от внос	2 910	97,4%
2	Местен добив	78	2,6%
	ОБЩО	2 988	100%

Основен клиент на услугата пренос на природен газ до присъединените потребители и газоразпределителните мрежи в страната е обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД. Други клиенти използващи услугите по пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа са „Овергаз Инк“ АД и „Агрополихим“ АД.

По силата на дългосрочен договор, ООО „Газпром экспорт“ е резервирал значителна част от капацитета на транзитната газопреносна мрежа, като използва услугата пренос на природен газ през територията на България от входната точка на границата с Румъния до изходните точки на границите с Турция, Гърция и Македония.

Местният добив на природен газ в страната в периода 2000-2004 г. е символичен (под 1%) и е основно от находища на компанията „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. От 2004 г. „Мелроуз Рисорсиз“ ООД (придобита по-късно от Petroceltic Ирландия) започна добив на природен газ първоначално от находище „Галата“, а след това и от новооткритите находища „Калиакра“ и „Каварна“, за които „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя достъп до националната газопреносна мрежа във входна точка ГИС Провадия. В резултат на постепенното разработване и експлоатиране на находището, местният добив нараства значително и достига своя пик през 2011 г. – 443 млн.м³ или 14% от националното потребление. За сравнение през 2010 г. е едва 74 млн. м³ или 3% от националното потребление за същата година. От 2012 г. започва постепенно намаляване на добитите количества. Към момента добивът от концесии в страната е с ограничен ресурс, покриващ до около 2-3 % от годишното потребление. Поради изчерпването на находищата на Petroceltic делът му на дневна и годишна база през 2015 г. продължава да бележи спад.

Последните сеизмични изследвания на нови акватории в Блок Галата показват 23% вероятност за наличието на нови ресурси от 3,5 млрд. м³ газ.

В страната има множество издадени концесии за търсене на природен газ, като най-добре проученото, с възможности за реален добив в следващите няколко години е газокондензатно находище „Койнаре“ на „Дайрект Петролеум“ (придобита от компанията Trans Atlantic), блок „А-Ловеч“ с прогнозни запаси от 13,7 млрд. м³.

Към преносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени добивните предприятия и двете основни групи потребители – търговски дружества, получили лицензии за разпределение и снабдяване и небитови потребители, присъединени директно към преносната мрежа.

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още се запазва твърде малък в сравнение със страните от ЕС, но се очаква тренд на увеличение в следващите години. Темп на нарастване се отчита и при потреблението на компресиран природен газ. Стимулирането на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони и осигуряване на достъп до природен газ на нови общини, разпределителни дружества и нови небитови потребители е сред приоритетите в Енергийната стратегия на Р. България.

Основната роля в осигуряването на природен газ, в случай на недостиг от входните точки на газопреносната мрежа за страната е на ПГХ „Чирен“, което компенсира

сезонните неравномерности в потреблението на газ и осигурява авария резерв.

• **Основни участници на пазара на природен газ в страната са:**

- „Булгартрансгаз“ ЕАД - комбиниран газов оператор, отговорен за осъществяване на дейностите пренос и съхранение на природен газ;
- „Булгаргаз“ ЕАД - обществен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставката на природен газ при цени и условия, регулирани и утвърждавани от КЕВР;
- Търговци на природен газ - сключват сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, обществените снабдители, потребители, други търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с комбинирания оператор;
- Газоразпределителни дружества – съвместявайки дейността снабдяване от краен снабдител с дейността разпределение на природен газ доставят природен газ до потребители присъединени към техните мрежи. Техен ангажимент е изграждането и развитието на газоразпределителните мрежи, в съответствие с одобрени от КЕВР дългосрочни бизнес планове и условия;
- Небитови потребители на природен газ, присъединени към преносната мрежа;
- Небитови потребители на природен газ, присъединени към разпределителни мрежи;
- Битови потребители на природен газ.

• **Пазарен потенциал и перспективи за развитие**

„Булгартрансгаз“ ЕАД работи в условия на динамично променяща се пазарна конюнктура, като се стреми да допринесе за постигане на по-добре развит, ликвиден и либерализиран пазар на природен газ в страната и региона. Понастоящем, капацитетът за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ и местният добив са основните алтернативи по отношение на сигурността на доставките при прекъсване на вноса от основната входна точка Негру вода 1, тъй като и към началото на 2016 г. е налице недостатъчна степен на конкуренция на източниците на газ за националния газов пазар.

Очаква се в близките години броя на входните точки, през които постъпва газ в газопреносната мрежа да се увеличи значително във връзка с развитието на проектите за междусистемна свързаност с Румъния, Гърция, Турция и Сърбия. Те ще осигурят възможност за доставки на природен газ от различни източници, което от своя страна ще стимулира конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите. Новите газови връзки значително ще увеличат входно-изходния капацитет между България и Гърция, Турция, Румъния, Сърбия и Македония, като същевременно ще осигурят възможност за достъп и доставки на газ и от LNG терминалите в съседните страни.

В региона се разглеждат и следните други газови проекти, които биха оказали влияние върху развитието на пазара, повишаване на диверсификацията и сигурността на газовите доставки и респективно върху развитието на инфраструктурата: Газов хъб „Балкан“, идейният проект за реализиране на двупосочни доставки на природен газ през териториите на Словакия, Румъния, България, Унгария, Чехия и Австрия – Eastring и преносен газотранспортен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия (BRUA). Друг възможен проект е TESLA, предвиждащ пренос на газ по направление Гърция – Македония – Сърбия – Унгария – Австрия.

Във връзка с предстоящата работа по проучване на местни залежи от природен газ и предоставени концесии за разработка на находищата на територията на страната (както сухоземни, така и в шелфа на Черно море – Блок „Хан Аспарух“ и Блок „Силистар“ – през м. февруари 2016 г. бе подписан договор с компанията Shell за търсене и проучване на нефт и газ за срок от 5 години) очакванията в следващите 10-15 години делът на местния добив да се повиши, в т.ч. и след доказването на ресурсите в блок „А-Ловеч“ – „Койнаре“, чрез прокаране на сондажи и провеждане на изпитния в тях, както и след доказване на потенциала на блок Галата, отново чрез провеждане на изпитания в сондажите (новопрокарани и съществуващи). Подземното газохранилище „Чирен“ е от стратегическо значение за енергийната сигурност на страната. Неговата модернизация е важна и за изграждането на газоразпределителен център в България. Към момента се разглежда предимно като хранилище с местно значение и като основен инструмент за гарантиране сигурността на доставките, но в по-дългосрочен времеви хоризонт перспективите са неговото превръщане в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване ползите за потребителите на природен газ в интегрирания и взаимосвързан регионален пазар. Изграждането на планираните междусистемни връзки с Турция, Гърция, Румъния и Сърбия ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен“ да придобива все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносните системи. В тази връзка в ход е проект за неговото разширение, който се явява първа стъпка от концепцията за разширение на капацитета за съхранение в региона и е определен като „проект от общ интерес“. През 2015 г. започна прокарането на нов наклонено – насочен експлоатационен сондаж E-72, с което бе поставено началото на процеса на модернизация и разширение на ПГХ „Чирен“. Очаква се до края на 2016 г. да бъде прокаран и въведен в експлоатация още един нов наклонено – насочен експлоатационен сондаж E-73.

За осъществяване на цялостния проекта по разширението на ПГХ „Чирен“ в периода до 2020 г. е планирано да бъдат прокарани още 10 експлоатационни сондажа, включително да бъдат подменени част от надземните съоръжения. По този начин обемът на активния газ в газохранилището се предвижда да нарасне от 550 млн. м³ до 1 млрд. м³ газ. Наред с това ще бъде увеличен и дневният добив на природен газ от газохранилището от 3,4 млн. м³ (4,2 млн. м³ аварияен добив) до около 10 млн. м³.

През 2015 г., започна плавно повишение на националното потребление на природен газ. В следващите години се очаква стабилизиране на икономиката, което ще бъде предпоставка за увеличаване консумацията на природен газ.

2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА

Развитието на пазара на природен газ в региона е свързано с очаквания за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България страни, основаващо се от една страна на очаквано повишено потребление и от друга – на действащите дългосрочни договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление, както и възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор, с потенциала на местния добив. Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови връзки между газопреносните системи на България с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия.

Отделно от това предимствата на природният газ (икономически, технологични и екологични) доведоха до сравнително бързо нарастване на потреблението му през последните тридесет години в световен мащаб. Това е залегнало в стратегия „Европа 2020“, като са набелязани и основните цели 20:20:20 на ЕС по отношение на климата и енергетиката, в основата на които е водене на политика за насърчаване преминаването към малко отпадни и безотпадни технологии и в частност замяната на енергийната база в голямата част от промишлените предприятия и тези в химическата индустрия в посока на използване на по-екологични горива какъвто несъмнено е и природният газ. Нарастващата нужда от устойчиво развитие на транспортният отрасъл, също акцентира върху използването на метана като алтернативно гориво. Това изисква ускорено изграждане на компресорни станции на територията на паневропейските транспортни коридори. Посочените мерки ще допринесат за преодоляване на последиците от замърсяване на атмосферния въздух посредством намаляване емисиите на въглеродни и азотни окиси.

Прегледът на пазарите на природен газ в съседните страни очертава основните тенденции за развитие на регионалния газов пазар:

2.1 Гърция

Понастоящем страната ни има една точка на междусистемно свързване с Гърция - Кулата/ Сидирокастро. Тази връзка служи основно за входна точка с помощта на която Гърция получава руски природен газ, а по време на кризата през януари 2009 г. бе осъществен и физически реверсивен пренос в посока към България. От 1 януари 2014 г. газопреносната система на България разполага с техническа възможност за осигуряване на капацитет за физически пренос на природен газ в посока от Гърция към България през тази точка в обем от 3 млн. м³/д, от които 1 млн.м³/д твърд капацитет и 2 млн. м³/д прекъсваем.

Потреблението на природен газ в Гърция се е увеличило повече от два пъти през последното десетилетие, за да достигне до нива над 4 млрд. м³/г през 2011 и 2012 г. През 2013 г. консумацията възлиза на 3.6 млрд. м³/г., като значителен дял заема производството на електроенергия (около 70 %).

Основната част от потреблението се покрива от внос от източници на ВПГ в местни терминали – 15 %; от газопроводната връзка с Турция - 17 % и от газопроводната връзка с България с източник на доставка Руската Федерация – 68 %.

Съгласно прогнозите за търсенето на природен газ в Гърция, публикувани в Регионален Инвестиционен План „Южен коридор“ 2014 - 2023 г., предполагаемите нива са 4,7 млрд. м³/г. към 2016 г. и 5,5 млрд. м³/г. към 2021 г.

Гръцката компания DEPA има три дългосрочни договора с чужди компании за доставка на природен газ - с руската ООО „Газпром экспорт“ - до 3 млрд. м³/г. , алжирската „Sonatrach“ (LNG) - до 0.68 млрд. м³/г. и турската „Botas“ - до 0.75 млрд. м³/г., като общия обем за доставка по тези договори не надвишава 4,3 млрд. м³/г. Наскоро DEPA обяви плановете си за разширяване на газоразпределителната мрежа в страната, за да отговори на непрекъснато нарастващия брой битови клиенти в периода до 2018 г.

За осигуряване нуждите си от природен газ, при растящо вътрешно потребление, Гърция има възможност да ползва различни източници на доставка, включително изградения терминал за втечен природен газ в Revithousa с годишен капацитет 5 млрд. м³, който все още е частично използван и има резерв за увеличаване на

количествата за съхранение и подаване на газ. Планирано е и неговото разширение до 7 млрд. м³ през 2016/2017 г.

Обявеният от компанията Gastrade проект за изграждане на нов LNG терминал в Егейско море – Alexandroupolis се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на DESFA и е класиран като проект от „общ интерес“. Другия проект Aegean LNG в района на Кавала, предложен от DEPA остана на ниво идеен и не получи подкрепа за финансиране от ЕК.

През м. май 2010 г. Гърция подписа необвързващ Меморандум за разбирателство с Катар за внос на ВПГ, който включва планове за внос на ВПГ от Катар и изграждането на терминал за ВПГ на стойност 3,5 милиарда евро, с капацитет 7 млрд. м³/г. в западна Гърция.

Част от газовия коридор свързващ Турция – Гърция – Италия е проекта ITGI - Poseidon с капацитет 8 млрд. м³/г. Реализирането на този проект ще даде възможност на Италия и Европейските страни за доставка на природен газ от Каспийско море.

Poseidon е офшорната секцията на ITGI през Йонийско море, за свързване на газопреносните системи на Гърция и Италия, в които Edison и DEPA са равностойни партньори. На 24.02.2016 г. в Рим между ООО „Газпром“, DEPA SA и Edison SpA бе подписан меморандум за разбирателство в областта на доставките на природен газ през Черно море от Русия през трети страни до Гърция и от Гърция до Италия по южния маршрут, за доставка на руски газ за Европа. Споразумението отразява интересите на страните в маршрута, като те се ангажират в най-голяма степен да се възползват от работата извършена от Edison и DEPA в рамките на проекта ITGI Poseidon. Бъдещето на ITGI остана неясно, след инвестиционното решение за избор на проекта -Трансадриатически газопровод (TAP).

TAP е продължението на TANAP в западно направление. Газопроводът ще бъде присъединен към TANAP на турско-гръцката граница и ще преминава през Гърция, Албания, Адриатическо море и в крайната си точка ще достигне до южната част на Италия. Съгласно първоначално обявеното по него ще се пренасят 10 млрд. м³ газ. Акционери в проекта са BP (20%), SOCAR (20%), Snam S.p.A. (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) и Ахро (5%). През м. март 2016 г. ЕК подкрепи изграждането на TAP и потвърди, че Трансадриатическия газопровод отговаря на всички правила за свободна конкуренция в ЕС и значително ще подобри енергийната сигурност. Планирано е първите обеми природен газ да бъдат транспортирани най-рано в края на 2019 г.

Разработени са планове за разклонение на TAP в северозападно направление – Йонийско-Адриатически Газопровод (IAP) чрез който ще се доставя газ за Албания, Черна гора, Южна Хърватия и Босна и Херцеговина, за което консорциума TAP има подписан меморандум за взаимно разбирателство и сътрудничество с газопреносните оператори на съответните държави (BH-gas, Plinacro и Geoplin Plinovodi), както и с енергийните министерства на Албания и Черна гора. Допълнителна подкрепа на политическо ниво за изграждането на отклонението TAP-IAP датира от м. май 2013, когато правителствата на Албания, Босна и Херцеговина, Хърватия и Черна гора подписаха меморандум за разбирателство в подкрепа на двата газопровода. **Ключови за доставките на природен газ от находището „Шах Дениз II“ са както съществуващият газопровод между България и Гърция, който от 1 януари 2014 г.,** в изпълнение на изискванията на Регламент (ЕО) 994/2010 осигурява възможност (твърд капацитет) за пренос на газ в посока България, така и бъдещият интерконектор България-Гърция (IGB), предвид намеренията за свързване между TAP и IGB в близост до гр. Комотини, Гърция. През 2013 г. общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД и консорциумът Шах Дениз сключиха предварителен договор за

доставката на 1 млрд. м³/г. газ за срок от 25 години, като първите количества за страната ще постъпят най-рано в края на 2019 г. Клаузите на контракта се задействат след подписването на 17.12. 2013 г. окончателно инвестиционно решение за втората фаза от разработването на находището „Шах Дениз II“ в Каспийско море.



Планирана газопреносна инфраструктура за свързване на Европа с находище Шах Дениз II

Източник ВР

2.2 Турция

Потреблението на Турция през 2014 г. е около 49,2 млрд. м³, като до 2020 г. се очаква да достигне до 59 млрд. м³.

Природният газ съставлява над 30 % от общото енергийно потребление в страната, основно за захранване на електрогенераторни мощности (56 % от общото потребление) и промишлени, и битовите потребители, всеки от тях с дял от над 20 % от потреблението. Очаква се търсенето да продължи да се увеличава в бъдеще, тъй като Турция планира разработването на повече газови електроцентрали. Домакинското и промишлено потребление също се очаква да нараснат, наред с изграждането на повече разпределителни газопроводи и разширяването на съществуващите разпределителни мрежи след приватизирането на разпределителните компании.

Турция добива малки количества природен газ, които покриват незначителна част от вътрешното потребление (около 1 % през 2013 г.). Страната внася природен газ основно от Руската Федерация. Въпреки това, обаче, делът на внасяния от Русия газ в последните години намалява, тъй като Турция диверсифицира снабдяването си с газ, внасяйки от Иран и Азербайджан, така също и чрез ВПГ предимно от Алжир и Нигерия.

През 2014 г. износът на природен газ от Русия към Турция достигна 26.9 млрд. м³, което представлява 54,76% от общия внос на природен газ в Турция (49,2 млрд. м³), от Иран (18.13%), Азербайджан (12.33%), Алжир (8.48% през LNG), Нигерия (2.8%

през LNG), и от Spot пазар за втечен природен газ (3,43%).

Съществуващата газова инфраструктура в страната е с трансграничен капацитет за внос от 53 млрд. м³/г. През 2014 г. внесените количества природен газ са както следва: (6,6 млрд. м³/г. от Азербайджан, 10 млрд. м³/г. от Иран, 16 млрд. м³/г. от „Син поток“, 5,6 млрд. м³/г. от ВПГ, 14 млрд. м³/г. от Русия през България). Това би било достатъчно да покрие нивата на търсене до 2018 г.

За компенсиране на все по-голямото търсене на природен газ, Турция ще разчита на изграждането на Трансанадолския газопровод (TANAP), предвиждащ транспортирането на газ от азербайджанското находище „Шах Дениз II“ от грузинско-турската граница до западната граница на Турция (1850 km, DN 1200). Капацитетът на първия етап е 16 млрд. м³/г., от които 10 млрд. м³ ще бъдат транзитирани до европейските пазари, а за задоволяване на вътрешното потребление в Турция са договорени 6 млрд. м³ природен газ. Планирано е развитие на проекта чрез поетапно увеличение на капацитета съответно до 23 млрд. м³ г. до 2013 г., 31 млрд. м³/г. до 2026 г. и през последната фаза да достигне до 60 млрд. м³/г. Акционерното участие в TANAP е 58% - държавната нефтогазова компания на Азербайджан (SOCAR), 30% - турската компания Botas и 12% - British Petroleum (BP). През м. януари 2016 г. консорциумът по осъществяване на проекта TANAP определи състава на съвместното предприятие, което ще изгражда участъка от турската провинция Ескишехир до границата с Гърция.

Планирано е изграждането и въвеждането на газопровода в експлоатация през 2018 г.

След изявленията на политическо ниво от руска страна за спиране на проекта „Южен поток“, на 01 декември 2014 г. ОАО „Газпром“ и турската компания Боташ сключиха Меморандум за разбирателство относно възможността за строителство на нов морски газопровод до Турция с капацитет от 63 млрд. м³/г. Работното име на този газопровод е „Турски поток“, като се разглежда вариант за отклонение от него да бъде изградено към България като част от маршрутите за доставки до страните от ЕС.

В случай, че останалите планирани нови проекти бъдат реализирани (например нов газопровод от Ирак (10 млрд. м³/г.), проектите от Южния газов коридор и новия терминал за ВПГ на Южния бряг (10 млрд. м³/г.), Турция ще има съществена роля не само като транзитираща каспийски газ държава, но също и като страна доставчик и/или транспортър на допълнителни количества газ за съседните страни в Европа, поради благоприятното ѝ географско положение, тъй като се намира в непосредствена близост до 70% от доказаните световни запаси на природен газ. При непрекъснато увеличаващо се потребление, в обозримо бъдеще Турция ще се нуждае от около 6.0-7.0 млрд. м³ активен газ, който да бъде съхраняван в подземни газови хранилища. В тази връзка страната от години изпълнява амбициозна програма по разширение на действащи газохранилища и изграждане на нови такива на своя територия. Наред с двата изградени и действащи LNG терминала (Marmara Ereğlisi с годишен капацитет след разширението до 8.2 млрд. м³ и Aliiaga с годишен капацитет 6 млрд. м³), съответно с капацитет на съхранение на газа - 172.2 и 156.8 млн. м³, в страната работят и 2 газови хранилища – Sultanhani (Aksaray) и Silivri (Marmara), съответно с капацитет 1.5 и 2.66 млрд. м³, като общия обем активен газ, който може да се съхранява в Турция към момента е около 4.5 млрд. м³. Освен това, Турция изгражда и 3 нови газови хранилища ПГХ Tuz Golu 1 в солни каверни – 960 млн. м³, ПГХ Tuz Golu 2 в солни каверни – 2 040 млрд. м³, ПГХ Tarsus – 1 млрд. м³.

Работи се по разширяването на газохранилище Silivri (Marmara) първоначално до 2.84, а в последствие до 4.3 млрд. м³. Стратегическият план на Министерството на енергетиката и природните ресурси на Р. Турция за периода 2015 -2019 г. предвижда да се достигне съхраняем обем – 10 % от еквивалента на годишната консумация на

природен газ, който по предварителни разчети ще възлиза на около 5.6 млрд. м³ през 2019 г. След 2020 г., общия обем съхраняван газ в подземни газови хранилища, заедно с капацитетите на двата LNG - терминала, се очаква да достигне до около 8.0 млрд. м³. Програмата за развитие на хранилищата, която Турция изпълнява е във връзка и с обезпечаването на очакваните допълнителни газови потоци, които страната би могла да получи от Русия.

Основен консуматор на природен газ се явява северозападната част на Р. Турция. Към настоящият момент, основен проблем на газопреносната система на Турция е осигуряването на заявените количества природен газ за района на Истамбул. В страната се отчита сезонна потребност на природния газ, като през зимния период се осигуряват допълнителни количества газ от балканското направление, което е в следствие на недостатъчния капацитет за съхранение.

В допълнение към горното е налице допълнителен потенциал за разширение на междусистемната свързаност между България и Турция. Икономически целесъобразният размер на допълнителния капацитет по предварителна оценка на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в рамките на 3 млрд. м³/г. Реализацията на този проект би допринесла съществено за икономическия растеж на двете страни, тъй като Турция е важен транзитен център в преноса на газ от Каспийския регион, Средна Азия и Близкия Изток.

2.3 Румъния

Румъния се характеризира с добре развита газопреносна инфраструктура, висока степен на развитие на разпределителните мрежи и подземни съоръжения за съхранение на природен газ. Отличава се с газова промишленост с отдавна установени традиции, както и е налице значителен местен добив (над 85 % от потреблението) и наличие на 8 газохранилища: Tirgu-Mures – с обем на активния газ 300 млн. м³., Nades-Prod-Seleus – 50 млн. м³, Sarmase – 800 млн. м³, Cetatea de Balta –100 млн. м³, Bilciuresti – 1.31 млрд. м³, Urziceni –360 млн. м³, Ghercesti – 150 млн. м³ и Balanceanca – 50 млн. м³. Планирано е разширение на Tirgu-Mures Nades-Prod-Seleus. Румъния разполага с газохранилища с обем за съхранение на природен газ надвишаващ 3 млрд. м³ активен газ. Газохранилище Roman-Margineni е в проектна фаза.

Страната има девет трансгранични газопровода – 5 с Украйна, 3 с България и 1 с Унгария, от които 6 представляват входни трансгранични точки, а 3 са изходни.

Страната разполага с големи запаси природен газ, около 600 млрд. м³, което я нарежда на четвърто място в ЕС като страна производител на природен газ след Великобритания, Холандия и Германия. Тези количества биха били достатъчни да задоволят потреблението на Румъния за 50 години напред, като същевременно добивът на дневна база не е достатъчен за покриване на цялото годишно потребление.

В напреднал процес на проучване е находището „Нептун“, в Черно море, което се разработва от румънската компания OMV Petrom (дъщерна на OMV Австрия), съвместно с американската компания ExxonMobil. По данни от първоначалния сондаж „Домино-1“, запасите на находището са оценени в диапазона от 42 до 84 млрд. м³, с очаквани годишни нива на добив от 6,5 млрд. м³. Добивът се очаква да започне от 2019 г. Разглеждат се възможности количествата да бъдат реализирани на пазара в Централна Европа и Турция.

Балансът на търсенето се постига посредством внос на газ от Русия на базата на договори с „Газпром“. Вносът на природен газ от Русия е около 15% от общото потребление в страната.

През последните десет години търсенето намалява от 18 млрд. м³ /г. през 2006 г. до едва около 12,0 млрд. м³ през 2014 г., като от внос от Русия са едва 1,1 млрд. м³ (9%). Съгласно прогнозите за търсенето на природен газ в Румъния, публикувани в Регионален Инвестиционен План „Южен коридор 2014-2023 г.“ се очаква то да се запази в границите около 13 млрд. м³/г.

Съществуващите договори за доставка с „Газпром“ са с прогнозен максимален годишен обем от 7,5 млрд. м³/г.

Програмата за развитие на газовата инфраструктура в Румъния е обвързана до голяма степен с развитието на находищата в Черно море. В тази връзка е планирана модернизация и разширение на съществуващия газов коридор, свързващ румънската газопреносна мрежа с унгарската, включващ газопроводи и компресорни станции (проектът е включен в Десетгодишния план за развитие на Трансгаз С.А.). С изпълнението му ще бъде осигурен маршрут за пренос на природен газ от находищата в Черно море , през територията на Румъния и Унгария до хъб Баумгартен в Австрия, както и реверсивност на междусистемна връзка на Румъния с Унгария.

Проектът е част от концепцията за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия), предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните от източници на Южния газов коридор и от находищата в Черно море, както и за пренос на централноевропейски газ към Югоизточна Европа. Съществена част от този коридор е новата междусистемна връзка Русе-Гюргево.

Плановите за развитие на газовата инфраструктурата в Румъния предвиждат и пълно използване на капацитета на съществуващия интерконектор с Унгария (4 млрд. м³/г), проектът за ВПГ AGRI (Азербайджан-Грузия-Румъния) с капацитет 7 млрд. м³/г (от които 2 млрд. м³ са предвидени за Румъния), както и проектът „Бял поток“ – отклонение от Южно Кавказкия газопровод за доставки на каспийски газ директно през Черно море от Грузия.

2.4 Македония

Пазарът на природен газ в Македония е в процес на развитие и само северната част на страната е газифицирана. Единствената междусистемна газова връзка на Македония е с транзитната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с проектен капацитет 1 млрд. м³/г., чрез която понастоящем се доставя руски природен газ за нуждите на Македония. Настоящата газова инфраструктура на Македония е с капацитет 800 млн. м³/г. слабо натоварена, с коефициент на натоварване на газопровода от около 16 %. Планира се да бъде разширена до 1.2 млрд. м³/г.

От 2004 г. насам консумацията на природен газ в страната нараства плавно, но е все още на много ниско ниво и достига до около 140 млн.м³/г. за периода 2014 - 2015 г. Природният газ се използва предимно в промишлеността (като крайно потребление) и от областните топлофикационни дружества (производство на топлинна енергия). Понастоящем в Македония няма изградена газоразпределителна мрежа.

Министерството на икономиката на Македония прогнозира, че потреблението на природен газ ще нарасне значително през следващите години, след изграждането и въвеждането в експлоатация на нови ко-генериращи мощности за производство на топло и електроенергия (CHP) в страната. Отделно се предвижда и увеличение на потреблението на газ от домакинствата. Прогнозите сочат, че търсенето на природен газ за периода до 2020 г. би могло по най-оптимистични оценки да достигне до около 1 млрд. м³/г. В рамките на инициативата CESEC в идейна фаза е предложен проект за интерконектор свързващ съществуващите газопреносни системи на Македония,

България и Гърция.

Предвид изложеното, за разглеждания период в Плана не е констатирана потребност от допълнителен капацитет за тази страна и не се предвижда развитие на междусистемната свързаност с нея.

2.5 Сърбия

Природният газ съставлява едва 13 % (2,5 млрд. м³/г. потребление през 2014 г.) от първичното енергийно потребление в Сърбия. Промислените потребители съставляват 63 % от общото потребление, следвани от домакинствата (20 %) и регионалните топлофикационни компании (17 %).

Проучване, финансирано от Световната банка (Изследване на регионалното газифициране в Югоизточна Европа), предвижда търсенето на газ през 2020 г. да достигне 3,4 млрд. м³/г. Търсенето се очаква да бъде повлияно от увеличената консумация на домакинствата и промишленото търсене посредством планирано развитие на разпределителните мрежи. Това се подчертава от съществуващата енергийна стратегия на сръбското правителство.

Доставките на природен газ за Сърбия се осъществяват през Унгария предимно чрез внос от Русия, който е над 90 % от общия внос на природен газ. През 2012 г. страната подписа дългосрочен договор за доставка с „Газпром“ с максимален годишен обем от 2,5 млрд. м³/г. и срок до 2020 г.

За осигуряване на достатъчни количества природен газ, Сърбия планира разширение на съществуващото подземно газохранилище „Банатски двор“ от настоящите 450 млн. м³ до 1,2 млрд. м³ газ годишно, което ще покрива приблизително половината от годишното потребление в страната. Ако този проект бъде осъществен заедно с руските партньори от „Газпром“, които притежават контролния пакет акции в компанията „Банатски двор“ – (51 % „Газпром“ и 49 % „Сърбиягаз“), Сърбия ще бъде в състояние да компенсира евентуален недостиг на природен газ.

Сърбия проявява интерес и към различни други алтернативи за диверсификация на източниците и маршрутите на доставка посредством нови междусистемни връзки със съседните газови пазари.

Важен проект в тази посока е планирания интерконектор България-Сърбия, който се намира в етап на прединвестиционна подготовка. В средносрочен план газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД се очаква да бъде в състояние да осигури капацитет и възможност за доставка на алтернативни количества, при реализацията на другите планирани интерконекторни връзки и международни проекти за газопроводи в региона.

2.6 Изводи

Във връзка с прегледа на газовите пазари на съседните страни може да бъде обобщено, че са налице обективни очаквания за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България пазари.

Понастоящем липсва необходимата инфраструктура – междусистемни връзки и достъп до терминали за внос на втечен природен газ, чрез които да се осъществяват алтернативни газови доставки за страната. Този въпрос стои и пред редица други държави в региона. Това обстоятелство е ключова предпоставка за ускореното изграждане на планираните нови междусистемни връзки на България с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия и свързаността със значими трансграничните проекти, както

и проектите от „Южен газов коридор“.

В концепцията за повишаване на енергийната сигурност на ЕС е заложено подобряване на снабдяването на страните членки с LNG чрез изграждането на инфраструктура и осигуряване достъп на вътрешните пазари до глобалния пазар на втечен природен газ. Към момента годишният импортен капацитет на LNG терминалите в Европа възлиза на 208.96 млрд. м³ и не е запълнен. Планирано е разширение на съществуващите съоръжения с 76.85 млрд. м³, както и изграждането на нови. Сега нивото на натоварване на приемните терминали за LNG в Европа е около 30 до 40%. Втечен природен газ на европейския пазар постъпва предимно от Алжир, Катар, Оман, Йемен, Либия, Нигерия, Египет, Тринидад и Тобаго и др.

Мерките на ЕК в т. наречения „зимен пакет“ също така предвиждат стимулиране и по-ефективно използване на съществуващите газохранилища, чрез въвеждането на по-добри правила за експлоатация и оптимизиране при трансграничния пренос на природен газ. По данни за 2015 г. Европа разполага с капацитет за съхранение на около 146 млрд. м³ активен газ.

Към момента България има само един източник за доставки на природен газ – Руската Федерация, което обуславя почти пълната зависимост от руските газови доставки, а местния добив е незначителен. Негативно влияние върху сигурността на доставките за страната оказва съществуването само на едно трасе за внос на природен газ от Русия през териториите на Украйна, Молдова и Румъния.

Реализирането на планираните в региона инфраструктурни, проекти както и приоритетния газоразпределителен център - хъб „Балкан“ в България, ще доведе до стабилна интеграция на газовия пазар, ще осигури неговата свързаност с газовите хъбове в Централна и Източна Европа, както и достъп до източниците на Южния газов коридор. Ще бъдат създадени и благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост.

Не на последно място капацитета на съществуващата инфраструктура в България ще бъде използван в максимална степен.

ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ

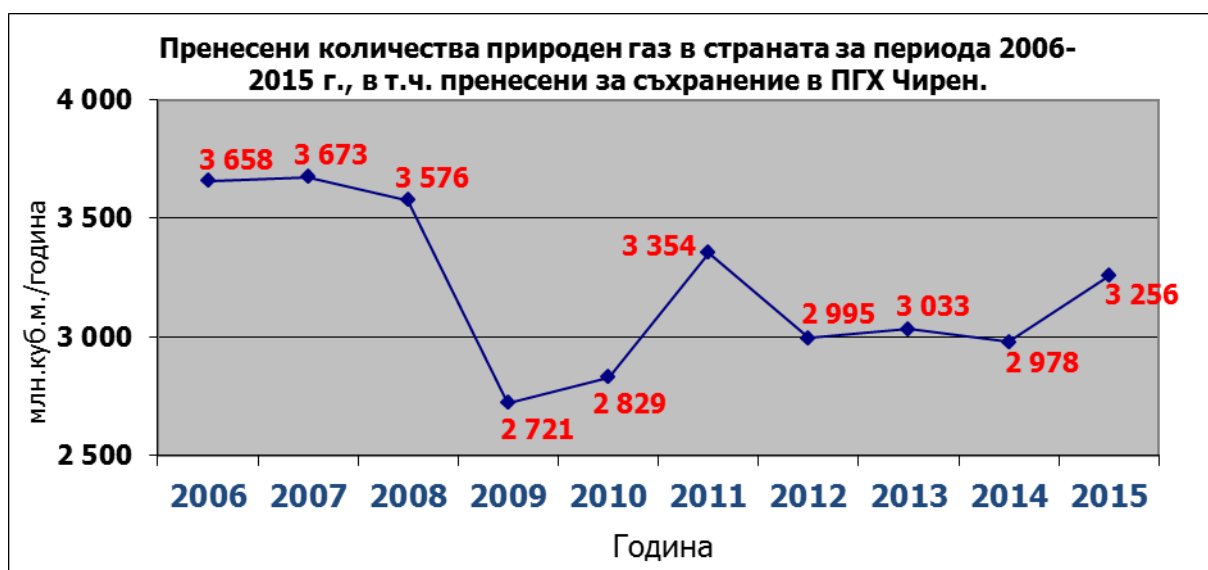
За осъществяване на дейността пренос на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД е издадена Лицензия № Л-214-06/29.11.2006 г. със срок 35 г.

В качеството си на лицензиран газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД осигурява:

- Единното управление и надеждно функциониране на газопреносните мрежи за осигуряване преноса на природен газ при съблюдаване изискванията за качество и надеждност на услугата;
- Поддръжка, рехабилитация и модернизация на обектите и съоръженията на газопреносните мрежи в съответствие с националните и европейските технически изисквания, правилата за безопасност при работа и условията за опазване на околната среда, съблюдавайки за прилагане на добрите практики в тези области;
- Развитието на газопреносните мрежи при отчитане на икономическата целесъобразност и социално-икономическата потребност на страната ни;
- Достъпа на клиенти до услугите по пренос на газ при условия на прозрачност и равнопоставеност, съобразно изискванията на националното и общностното законодателство и добрата европейска практика.

Пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за страната през 2015 г. са 3 256 млн.м³ (с включени количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е ръст от 9,3% спрямо предходната година (2 978 млн.м³), резултат от повишеното потребление с над 10 %.

За последните десет години пренесените количества природен газ (в. т.ч. с количествата, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“) са изобразени на графиката:



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (2 988 млн. м³) и съответно - реално пренесените количества природен газ (3 256 млн.

м³) се различават поради факта, че в дейността пренос влизат и:

1. Количества, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“;
2. Разлика между добити и нагнетени количества в ПГХ „Чирен“;
3. Разлика в количеството природен газ, което се намира под налягане в газопреносната система (лайнпек);
4. Технологични загуби, технологични разлики в от класа на точност на измервателните уреди и др.

Техническият проектен капацитет на мрежата за пренос на природен газ до основната част от потребителите в страната възлиза на 7,4 млрд. м³/г.

2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНΟΣ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



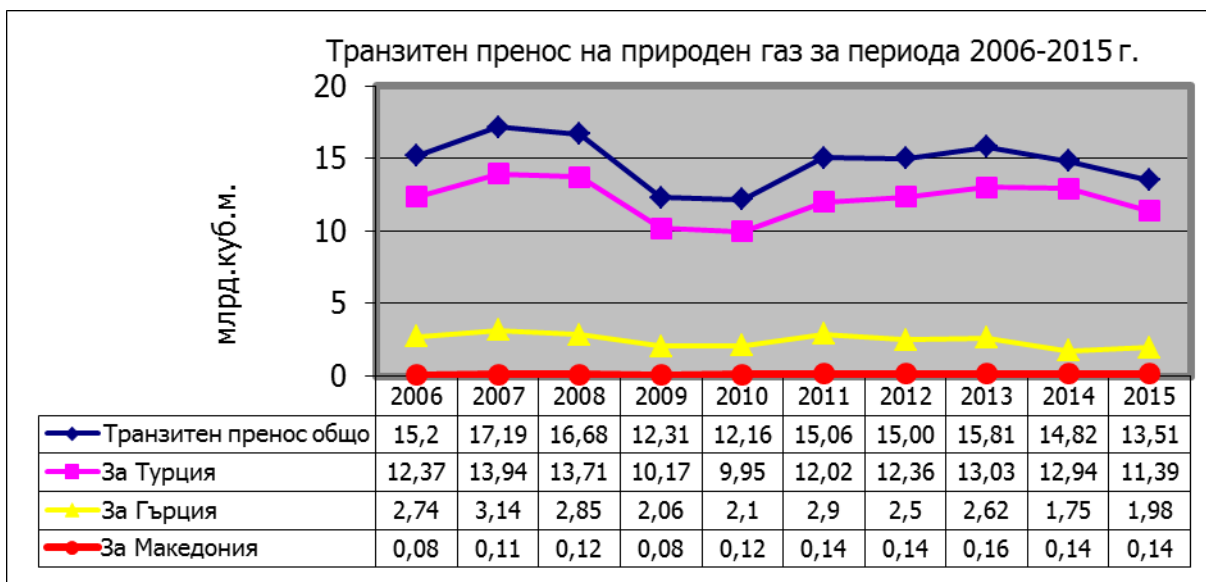
Компресорна станция „Лозенец“

Дейността по транзитен пренос на природен газ „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва въз основа на притежавана Лицензия за пренос № Л-214-09/29.11.2006 г. издадена от ДКЕВР със срок от 35 години.

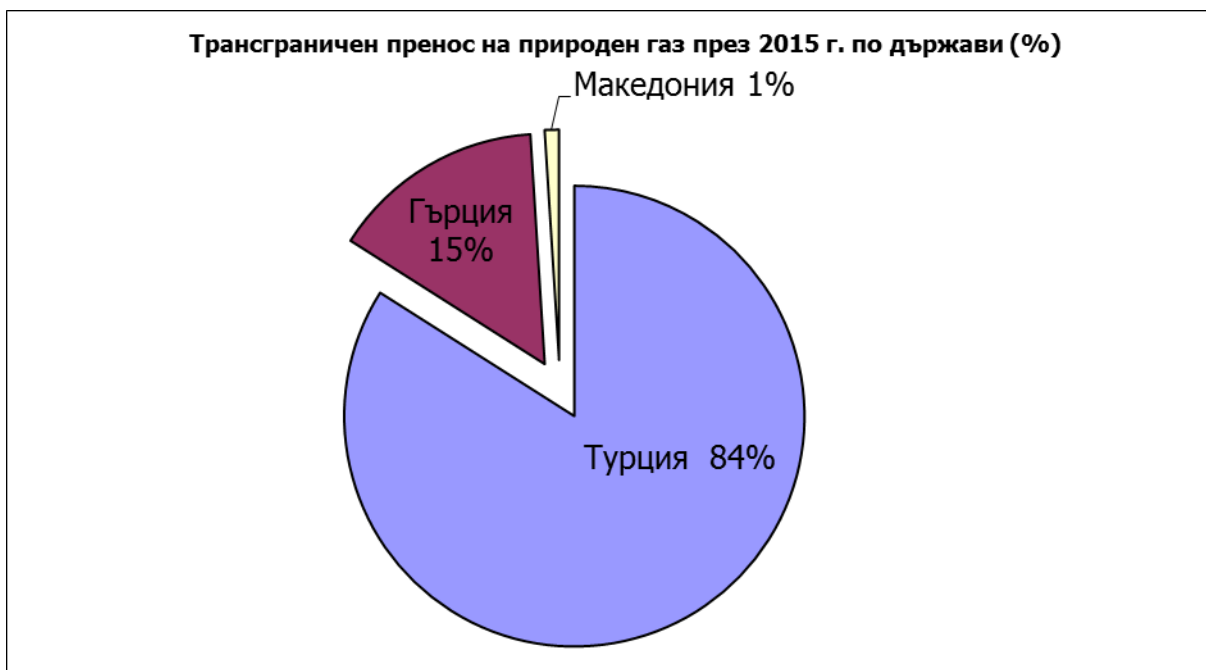
Транзитният пренос на природен газ се осъществява чрез газопроводи с обща дължина 930 км и шест компресорни станции с обща инсталирана мощност 225 MW, осигуряващи доставките в три основни направления – Турция, Гърция и Македония. Пренасяните количества задоволяват 100 % от потреблението в Македония, около 70% от потреблението на Гърция и около 35 % - 40 % от потреблението в Турция.

Транзитираните количества природен газ през 2015 г. са 13,51 млрд. м³ или с 8,8 % по-малко в сравнение с 2014 г. (14,82 млрд.м³). Максималният технически капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд.м³, като за съответните държави е както следва: Турция 14 млрд.м³/г; Гърция 3,0 млрд.м³/г; Македония 0,8 млрд.м³/г.

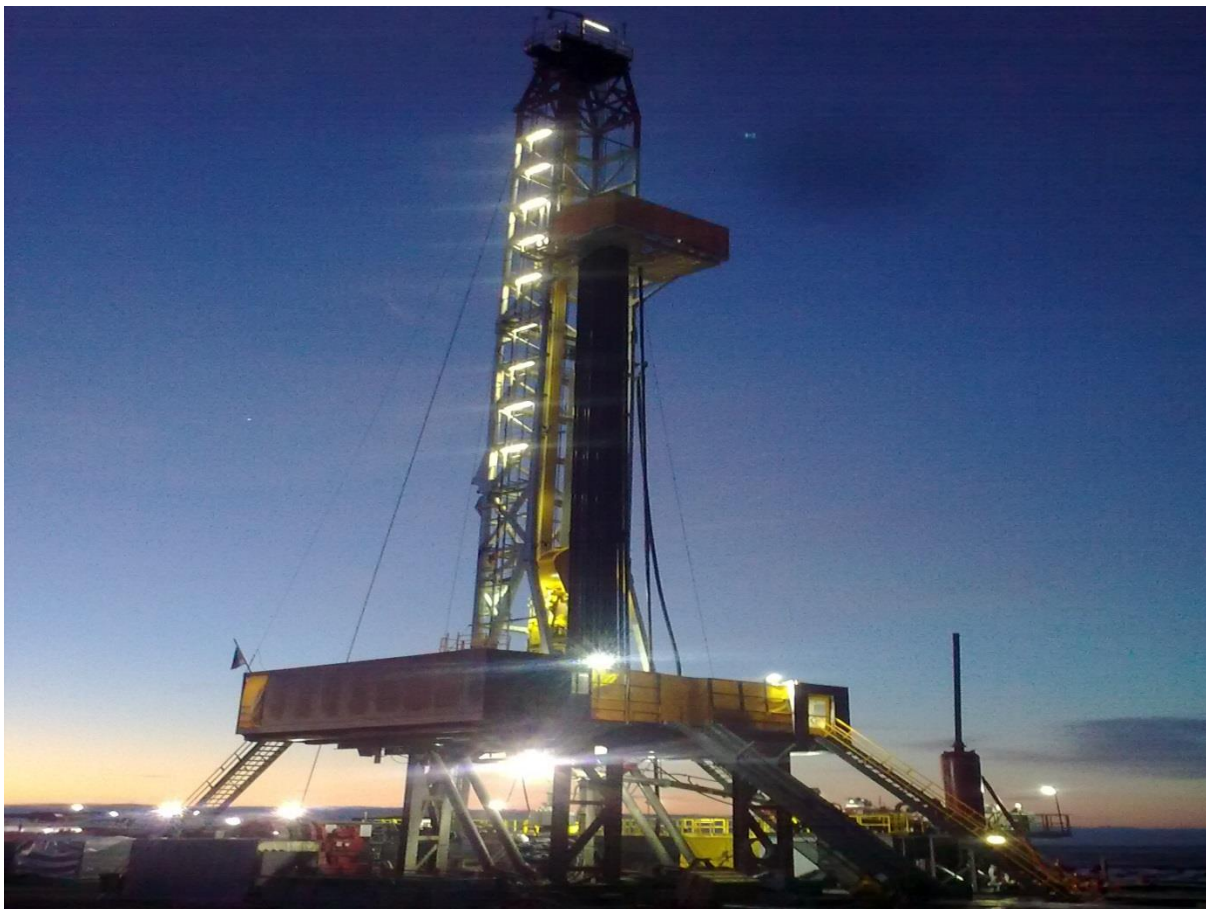
Транзитният – пренос през територията на България за периода 2006-2015 г., в това число по държави, е представен на следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2015 г. по държави е:



3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



Сондажна платформа ПГХ „Чирен“ – експлоатационен сондаж E-72

Въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г. издадена от ДКЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, чрез собствено подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ в близост до с. Чирен, община Враца. Хранилището разполага с 22 експлоатационни сондажи, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и спомагателни технологични съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ. Чрез съхраняването в ПГХ „Чирен“ количества природен газ се компенсират главно сезонните неравномерности в потреблението в страната и при случаите на изменени договорени доставки на природен газ. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-30% от дневните нужди през студените зимни месеци. Нагнетените / добитите количества природен газ в/от газохранилището зависят от пазарната конюнктура и оптималните технически възможности на ПГХ „Чирен“, при спазване на правилата за безопасна експлоатация. „Булгартрансгаз“ ЕАД и предприятията за природен газ, които имат клиенти с неравномерно потребление, са длъжни да поддържат стратегически резерв, свързан със сигурността на доставките и покриване на сезонната неравномерност. През 2015 г. са нагнетени 295 млн. м³ природен газ и са добити 291 млн. м³. Информация за извършеното нагнетяване, добив и съхранение на природен газ по месеци е представена по-долу в табличен вид.

Добити и нагнетени количества природен газ през 2014 г. и 2015 г., млн. м³				
Месец	Добив		Нагнетяване	
	2014 г.	2015 г.	2014 г.	2015 г.
Януари	87	80	-	-
Февруари	75	73	-	-
Март	3	63	19	-
Април	-	3	46	-
Май	-	-	53	-
Юни	-	-	73	17
Юли	-	-	23	96
Август	11	10	0	55
Септември	-	-	51	67
Октомври	8	-	29	58
Ноември	46	10	0	2
Декември	43	52	0	-
Общо:	273	291	294	295

СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

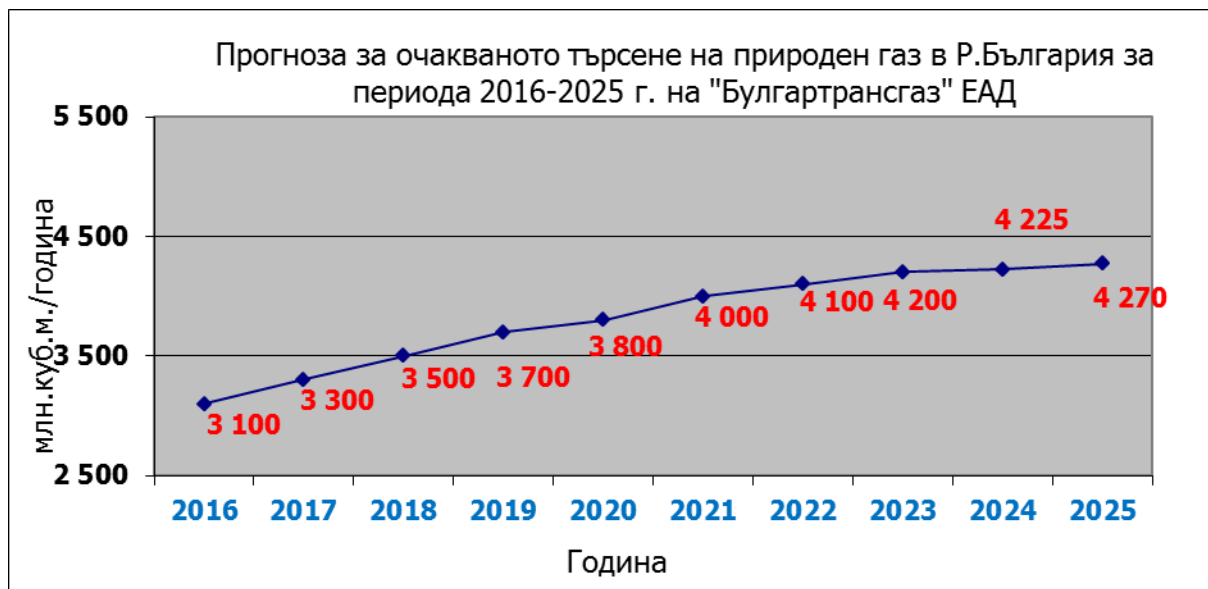
Сценарият на „Булгартрансгаз“ ЕАД за търсенето е разработен на база на макроикономически модел, показващ зависимостта на потреблението на газ в страната от основните макроикономически показатели, сравнителен анализ на пазара на газ в ЕС и този на България и очакваното повишено потребление, в резултат от присъединяване на нови потребители и разширяване на производствените мощности от съществуващите.

Анализирана е връзката между крайното и първичното енергийно потребление (КЕП и ПЕП) и ръстът на БВП за минали периоди¹.

Основните допускания, направени въз основа на анализ на изминалия десетгодишен период, сравнителен анализ на пазара на природен газ в Европейския съюз и целите на Енергийната стратегия на Република България², са следните:

- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 3 % годишно;
- Съотношението КЕП/ПЕП достига до и над 60 % през 2024 г.;
- Делът на природния газ в ПЕП през 2024 г. достига 19%, при около 13 % през 2014 г.

Прогнозата за потреблението на природен газ, изготвена от „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода и очакваните максимално пикови дневни нива на търсене през зимните месеци, е представена на графиките:



¹ Национален статистически институт, www.nsi.bg; Eurostat, www.epp.eurostat.ec.europa.eu

² Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., www.mi.government.bg

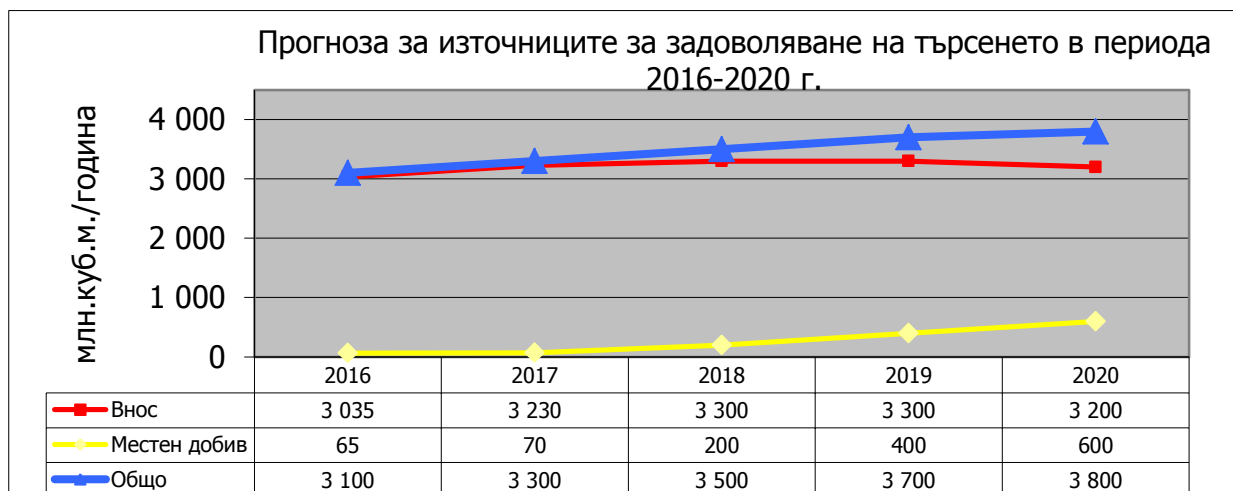


2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2015 г. търсенето е задоволявано, както следва:

- Внос от Руската Федерация – 2 910 млн.м³ (97,4 %);
- Местен добив – 176 млн.м³ (2,6 %).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето за периода 2016-2020 г. е представена на графиката по-долу:



2.1 Внос

Към 2016 г. вносът на природен газ в страната е от Русия и по един маршрут - през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния. Миксът на природния газ от внос поетапно ще се допълва с такъв от нови източници, постъпващ по нови маршрути и доставчици, в резултат от реализацията на планираните нови газови проекти и разработваните находища.

Основните алтернативни източници на внос, които се очаква да станат достъпни в рамките на разглеждания период са:

- Природен газ от източници на Южния газов коридор - Каспийския регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие, посредством реализацията на проектите за интерконекторни връзки Гърция-България и Турция-България и изпълнението на проектите ТАП и ТАНАП;
- ВПГ от разнообразни източници, посредством съоръженията за ВПГ в Гърция и Турция и плановете за увеличаване на капацитета на съществуващите терминали, както и за изграждане на нови;
- Природен газ от газовите хъбове в Западна и Централна Европа, посредством планираните нови газови коридори между Балканите и Централна и Западна Европа;
- Местен добив в България;
- Местен добив в Румъния;
- Руски природен газ през нов морски газопровод и руски газ по действащото към момента трасе;
- Природен газ добиван от Черно море.

С реализацията на проектите за междусистемни връзки и увеличаване на източниците на природен газ от местен добив, ще се създадат условия за реална конкуренция на газовия пазар и диверсификация на източниците и маршрутите, благоприятстващи реализацията на концепцията за Газов хъб „Балкан“ в България. Това на практика ще даде възможност за навлизането на нови пазарни участници търговци на природен газ, което ще допринесе за създаването на пазарни условия, нови услуги и конкурентни цени.

2.2 Местен добив³

През следващите 2-3 години местният добив ще продължи да намалява в резултат от изчерпването на съществуващите находища. Прогнозата за нарастване на местния добив след 2018 г. се базира на очакванията за нарастване на потреблението на природен газ в страната и региона, както и на големия брой нови концесии за проучване на находища, като вероятността за значителни залежи е насочена по-специално към находища в акваторията на Черно море.

Прогнозите се базират и на очакванията за разработване на съществуващите находища в страната на следните компании:

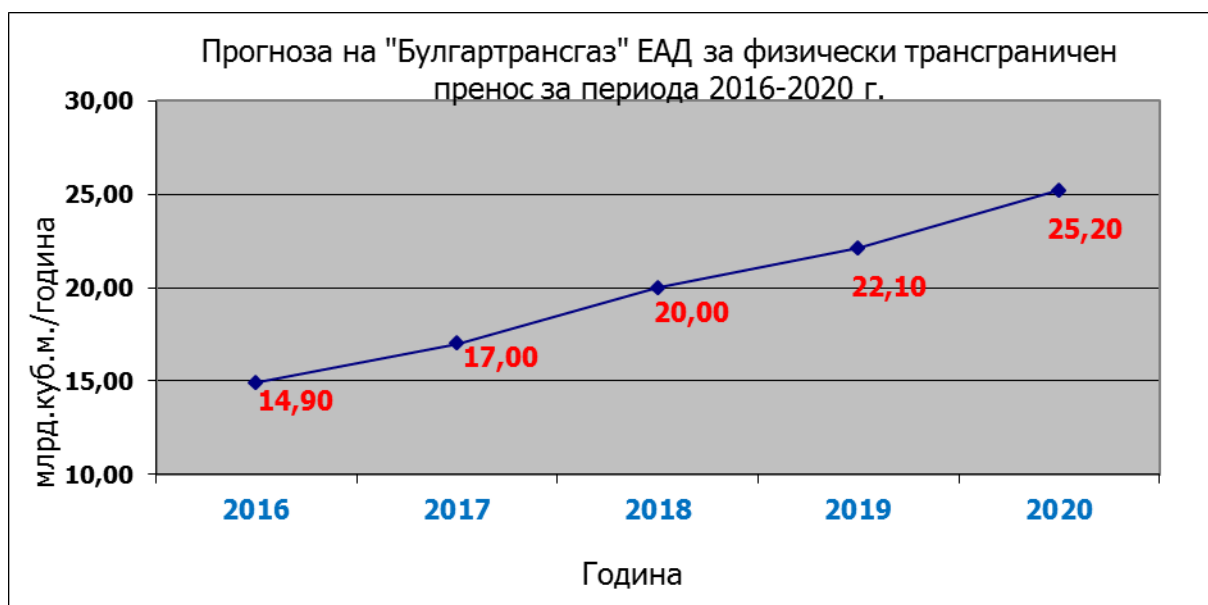
- Мелроуз Рисорсес (Придобита през 2012 г. от Petroceltic Ирландия) – блок Галата, поле Каварна и поле Калиакра, с общ обем газ от 1,7 млрд. м³ и дневен капацитет за добив достигащ до 1,2 млн. м³. /д (440 млн. м³/г.), като трябва да се отбележи, че към настоящия момент капацитетът на морските находища „Каварна“ и „ Калиакра“ е силно намалял в резултат от изчерпването на находището;
- Газокондензатно находище „Койнаре“ на Дайрект Петролеум (придобита от канадската компания TransAtlantic), блок „А-Ловеч“, включващо 4 участъка. Очакваните ресурси според одобрено инвестиционно предложение от страна на

³ Информацията за местния добив е от интернет страницата на Petroceltic International Plc, както и съгласно вътрешнофирмени документи и кореспонденция на „Булгартрансгаз“ ЕАД със заинтересовани страни, в т.ч. с „Проучване и добив на нефт и газ“ АД

Министерството на околната среда и водите са до 36 млрд. м³, като до момента е проучен изцяло само блок „А-Ловеч“ с прогнозиран ресурс от 13,7 млрд. м³. Очакваните максимални ресурси на другите блокове са около 22 млрд. м³. (по предварителни данни). Предстои изграждане на връзка между находището и националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС ПРЕЗ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД

Прогнозата за търсене на капацитет за трансграничен пренос през следващите 5 г. е на база действащите към момента дългосрочни договори за транзитен пренос и очакваните нови резервации на капацитет, в резултат от създаване на нови капацитети и трансгранични точки, в т.ч. от проектите ITB, IBR, IGB и IBS. Прогнозата е показана на следващата графика:



Прогнозата за резервиране на капацитет за трансграничен пренос през следващите 5 г. дадена от ползвателите на газопреносната инфраструктура е за капацитет между 5 и 10 % по-голям от горесцитираните очаквани физически дебити към/от съседните държави.

СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ⁴

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2016-2020 г., съгласно чл. 9 от Регламент (ЕС) №994/2010, относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета, (Регламента).

Формулата N-1 описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на газ в района на изчислението, в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително високо търсене, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

Съгласно Регламента, най-късно до 3 декември 2014 г., в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на общото търсене на газ в района на изчислението за един ден на изключително голямо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години, т.е. $N-1 > 100\%$.

Разработени са два основни сценария за изпълнението на стандарта за инфраструктура – **базов** (включващ съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация до 01.01.2017 г. инфраструктура), както и базова оценка за очакваните нива на местен добив (на база на капацитета на действащите находища към 2016 г.) и **цели** (при който са отчетени планираните за изграждане и пускане в експлоатация в рамките на периода на изчисление проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета, относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и други проекти), както и оптимистична оценка за очакваните нива на местен добив (на база на издадени концесии за проучване и добив).

Формулата за изпълнение на стандарта за инфраструктура, е както следва:

$$N - 1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^6 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100 \%$$

Където:

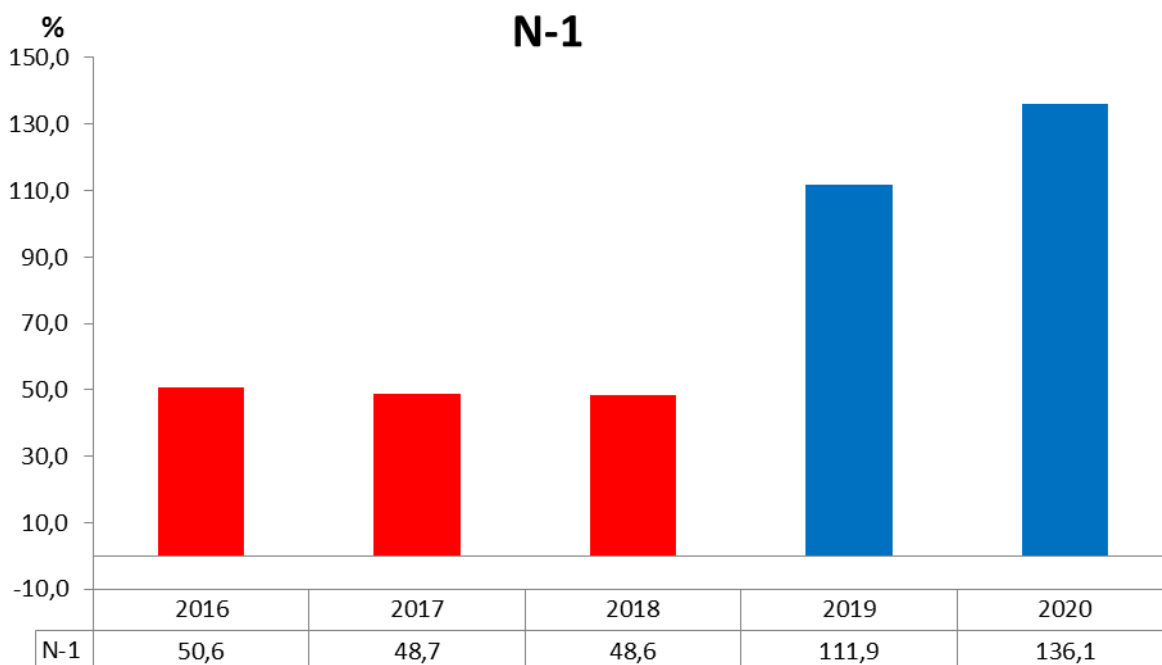
EP₁	Технически капацитет на ГИС „Негру вода“ 1, млн. м ³ /д
EP₂	Технически капацитет за внос по интерконектор България-Сърбия, млн. м ³ /д
EP₃	Технически капацитет за трансфер от Газопреносната мрежа за транзитен пренос - ГИС Ихтиман, в т.ч. от Кулата/Сидирокастро, млн. м ³ /д
EP₄	Технически капацитет за внос по интерконектор Турция-България, млн. м ³ /д
EP₅	Технически капацитет за внос по интерконектор България-Румъния, млн. м ³ /д

⁴ Информацията в този раздел е изготвена на база актуализацията от Министерство на енергетиката на Превантивния план, съгласно Регламент (ЕС) 994/2010

EP6	Технически капацитет за внос по интерконектор Гърция-България, млн. м ³ /д
Smax	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен, млн. м ³ /д
Pmax	Национално производство на природен газ – максимален възможен добив, млн. м ³ /д
Dmax	Национално потребление - пиково потребление, млн. м ³ /д
Imax=EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – ГИС “Негру вода” 1, млн. м ³ /д

Резултатите от формулата N-1 за базовия сценарий за следващите 5 години, са следните:

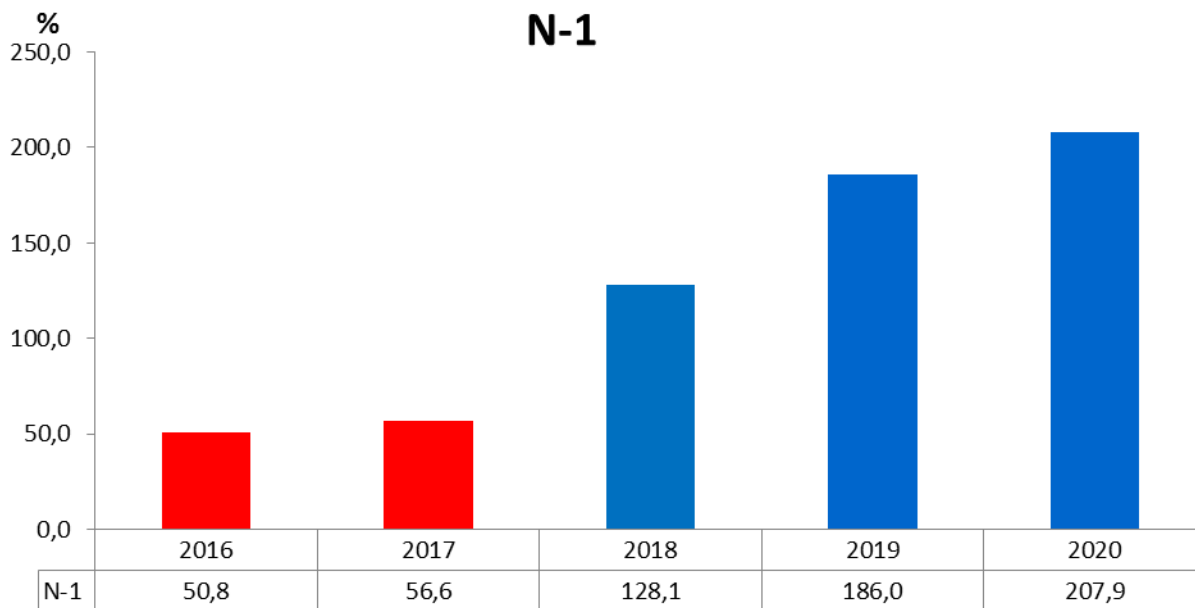
Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	Dmax	EP1=Imax	N-1
2016	0,17	5,0	0,0	3,08	0,0	1,37	0,0	19,0	20,27	50,6
2017	0,78	5,0	0,0	3,08	0,0	1,37	0,0	21,0	20,27	48,7
2018	1,04	5,0	0,0	3,08	0,0	1,37	0,0	21,6	20,27	48,6
2019	1,30	5,0	0,0	6,00	0,0	4,10	9,1	22,8	20,27	111,9
2020	1,83	10,0	0,0	6,00	0,0	4,10	9,1	22,8	20,27	136,1



Резултатите от формулата N-1 за целевия сценарий за следващите 5 години, са следните:

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	Dmax	EP1=Imax	N-1
--------	------	------	-----	-----	-----	-----	-----	------	----------	-----

2016	0,17	5,0	0,0	3,08	0,0	1,4	0,0	19,0	20,27	50,8
2017	2,4	5,0	0,0	3,08	0,0	1,4	0,0	21,0	20,27	56,6
2018	4,2	5,0	4,9	3,08	9,1	1,4	0,0	21,6	20,27	128,1
2019	4,2	5,0	4,9	6,00	9,1	4,1	9,1	22,8	20,27	186,0
2020	4,2	10,0	4,9	6,00	9,1	4,1	9,1	22,8	20,27	207,9



Изчисленията по формулата N-1 за стандарта за инфраструктура при базовия сценарий илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не е в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Република България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, при реализация на проектите „от общ интерес“, България ще изпълни стандарта за инфраструктура до края на 2017 г.

С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно – проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура (вкл. модернизация на компресорни станции) и проекти за изграждане на междусистемни газови връзки.

ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2016-2025 Г.



Заваряване на газопровод високо налягане

Националният комбиниран газов оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД носи основната отговорност за сигурността, надеждността, развитието и свободния равнопоставен достъп до националната газова инфраструктура – преносната мрежа за транспортиране на природен газ до потребители в страната, подземното хранилище за съхранение на природен газ и преносна мрежа, основно предназначена за транзитен пренос на газ през територията на Р. България. Състоянието и развитието на газовата инфраструктура е съществена предпоставка за развитието и либерализацията на вътрешния газов пазар. Същевременно, в качеството си на комбиниран газов оператор в държава-членка на ЕС, съгласно енергийното законодателство, произтичат задълженията на Дружеството за интегриране на националната газопреносна система с регионалната и европейската, с цел създаване на единен, конкурентен общоевропейски газов пазар.

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, изискванията на европейското енергийно законодателство, както и задълженията на комбинирания газов оператор към обществото определят необходимите инвестиции, планирани да бъдат извършени в периода 2016 - 2025 г.

Предвидените за периода 2016 - 2025 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните основни цели:



1. Повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда за посрещане на очакваното нарастващо търсене на газ в страната и региона, чрез:

- Инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен“;
- Инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията;
- Инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.

2. Осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и пътищата за доставка на природен газ, в резултат по-голяма енергийна независимост, възможност на местните търговци за достъп до газ на различни цени и възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез:

- изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори и с проектите от Южния газов коридор (TAP Трансадриатически газопровод, TANAP – Трансанадолски газопровод, както и други паневропейски проекти), които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа;
- присъединяване на газопроводната мрежа на добивните предприятия в страната;
- изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите;

3. Гарантиране на сигурността на газовите доставки за страната чрез:

- Инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с газопреносни мрежи, разположени извън територията на страната;
- Инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване, така и на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.

4. Достъп до природен газ на нови общини, както и на нови крайни потребители, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво, чрез:

- разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната;
- изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

В настоящата глава от Плана е структурирана информация за основната инфраструктура, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години и обхваща периода 2016 – 2025 г.

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите – десетгодишен, включването в Плана на проекти, за които в настоящия момент не е взето окончателно инвестиционно решение, както и проекти, чието развитие е свързано с изпълнение на други международни проекти в газовия сектор, за по-голяма яснота Планът за развитие на мрежите е структуриран в 3 основни групи, в които са дефинирани конкретните обекти, график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:

- инвестиции, за които вече е взето решение за изпълнение през периода 2016 – 2018 г. - Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето инвестиционно решение – таблица 1;
- инвестиции, чието изпълнение е в зависимост от развитието на международни проекти, изпълнявани на територията на страната - инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни в периода 2016 – 2025 г. – таблица 2;
- проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2016 – 2025 г., за които все още не е взето окончателно инвестиционно решение, но са налице инвестиционни намерения за тяхното осъществяване през десетгодишния планов период – таблица 3.

Допълнително, в т. 5 от настоящия раздел е представено по-подробно описание на проекти с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, развитие на газовата мрежа в региона, както и с принос за националната икономика.

1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2016 – 2018 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ

Инвестициите, за по-съществените обекти от мрежата, за които е взето решение и които са предвидени за изпълнение в периода 2016 – 2018 г. в окрупнен вид са представени в следващата таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнато преди 2016 г., но работата по тях продължава и през периода 2016 –2018 г. За такива обекти в таблицата е посочена само очакваната стойност на инвестициите, през посочения тригодишен период. Посочените средства представляват финансирането, което ще бъде осигурено от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Таблица 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2016 – 2018 г. по окупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2016-2018 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос		
Мероприятия по привеждане на компресорните станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. реконструкция, на компресорни станции „Ихтиман“ (въведена в експлоатация през 2015 г.), „Петрич“ - предстои въвеждане в експлоатация през 2016 година, „Лозенец“ (подписан е Констативен акт обр.15 през 2015 г.), „Странджа“ (подписан е Констативен акт обр.15 през 2015 г.) чрез интегриране на нискоемисионни ГТКА	2016	12 491
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и инспекции	2016-2018	18 849
1.2. Национална газопреносна мрежа		
Модернизация на САУ на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“	2016 - 2017	6 466
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2016 -2017	7 660
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
2.1. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкция и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч“, ГРС „Девня“, АГРС „Септември“, ГРС „София-4 Иваняне“, ГРС „Исперих“, ГРС „Разград 1“, АГРС „Добрич“, АГРС „Попово“и др.	2016-2018	6 707
3. ПГХ Чирен		
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения	2016 - 2017	16 879
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Национална газопреносна мрежа		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня	2016 - 2018	4 300
2. Съхранение на природен газ		

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2016 – 2018 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
Изграждане на нови сондажи и шлейфи	2016 – 2017	13 418
Изграждане на компресорна мощност в ПГХ „Чирен“ и подмяна и/или рехабилитация на надземните съоръжения; Внедряване на система за регулиране на производителността на 2 бр. ГМК; Система за контрол на технологичните параметри на 8 бр. ГМК; Реконструкция и разширение на системата за управление на технологичните съоръжения на ПГХ „Чирен“	2016 - 2018	28 050
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Оптични кабелни магистрала в участъците: от район Ботевград до ПГХ „Чирен“; от КВ „Батулци“ - КВ „Николаево“ – ГРС „Плевен“; КВ „Николаево“ - КС „Полски Сеновец“, КС „Полски Сеновец“ – КВ „Миладиновци“ – АГРС „Търговище“; КВ „Миладиновци“ – КС „Вълчи дол“; от КС „Ихтиман“ до ГИС „Дупница“; Дупница - Кулата и в участъците, КВ „Николаево“ - КС „Полски Сеновец“, и; Оптична кабелна линия по съществуващо трасе от ЦУ до НУП „Нови Искър“	2016-2018	23 765
III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ		
Междусистемна газова връзка България-Румъния (Русе-Гюргево) – подземен преход на основна и резервна тръба	2016	5 251
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“	2016-2017	47 383
IV. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ		
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната		
Газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй“ и АГРС „Оряхово“	2016 - 2018	7 522
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог	2016 - 2018	27 181
2. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево“; ГИС „Чирпан“, ГИС „Стамболово и др.	2016-2018	2 338

Инвестициите, чието изпълнение е в зависимост от развитието на международни проекти, изпълнявани на територията на страната, са представени в следващата

таблица 2.

2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ОБВЪРЗАНИ С РАЗВИТИЕТО НА МЕЖДУНАРОДНИ ПРОЕКТИ И ПРОЕКТИ НА ТРЕТИ СТРАНИ В ПЕРИОДА 2016 – 2025 Г.

Таблица 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2016 – 2025 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
I. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ГАЗ		
1. Междусистемни газови връзки		
Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)	2016-2018	8 170
Свързване с Междусистемна газова връзка България - Сърбия	2016-2018	3 970
Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)	2016-2019	100 224

Посочените средства представляват финансирането, което ще бъде осигурено от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2016 – 2025 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ

С цел определяне на последващата им реализация на изброените по-долу обекти, предстои да бъдат извършени предварителни проучвания относно целесъобразността и начина на изпълнение и финансиране, принципни технически решения, обхват, разположение и др. Посочените средства представляват финансирането, което ще бъде осигурено от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Таблица 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2016 – 2025 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв.
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ		
Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери – етап 2 – КС „Странджа“,	2016-2020	60 185

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2016 – 2025 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв.
КС „Лозенец“ и КС „Петрич“		
Преоборудване на горивните системи на 6 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2016 - 2020	16 050
Проекти за рехабилитация и модернизация на транзитната инфраструктура	2016 - 2020	50 600
2. Национална газопреносна мрежа		
Мероприятия по привеждане на компресорна станция „Кардам“ 1 в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни - преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2017-2018	6 000
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Перник, Плевен, Пазарджик	2016-2019	2 960
Основен ремонт подмяна на участък КС „Вълчи дол“ – КВ „Преселка“	2017-2018	28 000
Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение Търговище	2016-2017	5 600
Проекти за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата национална газопреносна инфраструктура, в т.ч. основен ремонт-подмяна на участъци КВ Батулци-КВ Калугерово, ОС Беглеж-КВ Дерманци, КВ Дерманци-ОС Батулци	2016-2020	94 330
3. Общи за разпределение		
Проучване и замяна на нисконадеждна техника за пренос в компресорните станции и ПГХ „Чирен“	2016 - 2019	5 440
4. Съхранение на природен газ		
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“	2016 - 2020	200 300

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2016 – 2025 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2025 г. Тя е разделена на следните видове дейности:

- **Прединвестиционна подготовка** – изпълнение на дейности и задачи, обосноваващи технико-икономическата целесъобразност и осигуряващи условия за законосъобразна реализация на обекти, които са планирани и включени в дългосрочните инвестиционни намерения на Дружеството, предвиждаща изпълнението на следните основни дейности:



- проучване и обосноваване на технико-икономическата целесъобразност от реализацията на обекти, включени в дългосрочните инвестиционни намерения на Дружеството;
 - обосновка и конкретизиране на времевите, основни технически и икономически параметри за отделните инвестиционни намерения;
 - проучване на възможности за привличане на безвъзмездно финансиране от фондове на ЕК за отделните инвестиционни намерения, както и кандидатстване;
 - формулиране на основните нормативни изисквания, приложими към съответните обекти и гарантиращи законосъобразната им реализация;
 - подготовка на задания;
 - прединвестиционни проучвания и обследвания с цел вземане на решение за реализацията и финансирането на обекти в средносрочен план.
- **Инвестиции** - мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни раздела;
- изграждане на нови обекти;
 - реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА;
 - доставка на машини и оборудване.

4.1. Тригодишна инвестиционна програма (2016-2018), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение

в хил. лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2016 г.	Общо 2017 г.	Общо 2018 г.
ОБЩО Годишни програми за Прединвестиционна подготовка и Инвестиции:	139 609	286 483	232 478
ОБЩО Годишна програма за Прединвестиционна подготовка:	2 577	148 927	177 852
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	137 032	137 556	54 626
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	74 654	93 042	31 922
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	26 812	24 021	2 185
Линейна част	25 182	22 231	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	89	100	0
Комуникационни и информационни системи	1 541	1 690	2 185
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	21 604	40 504	13 618
Линейна част	8 821	24 940	10 529

Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	114	465	0
Комуникационни и информационни системи	10 717	12 155	1 525
АГРС и ГИС	1 952	2 944	1 564
<i>Съхранение на природен газ</i>	12 798	13 260	14 080
Сондажен фонд и шлейфи	11 498	2 540	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	1 300	10 720	14 080
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	13 439	15 257	2 039
Линейна част	2 110	0	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	9 902	12 990	0
Комуникационни и информационни системи	1 427	2 267	2 039
<i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i>	46 192	36 600	14 704
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	27 247	9 177	2 120
Линейна част	2 961	2 685	320
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	24 286	6 492	1 800
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	7 234	18 826	12 034
Линейна част	2 992	3 450	10 600
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	3 508	10 747	0
АГРС и ГИС	734	4 629	1 434
<i>Съхранение на природен газ</i>	10 821	6 058	0
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	8 007	2 630	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	2 114	3 428	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	889	2 540	550
Линейна част	200	300	300
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	169	1 990	0
Комуникационни и информационни системи	20	0	0
Централно диспечерско управление	500	250	250
<i>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</i>	16 187	7 914	8 000

4.2. Инвестиционна програма за периода 2019-2025г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите

в хил. лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	46 500	48 190	37 100	37 900	38 804	40 960	42 189
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	21 800	22 250	10 800	11 300	11 817	12 644	13 024
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	3 250	3 400	3 600	3 800	4 013	4 294	4 423
Национална газопреносна мрежа	4 450	4 650	4 900	5 100	5 304	5 675	5 846
Съхранение на природен газ	12 000	12 000	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 100	2 200	2 300	2 400	2 500	2 675	2 755
<i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i>	17 200	17 940	18 300	18 600	18 987	20 316	20 926
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	10 500	10 900	10 900	11 000	11 200	11 984	12 344
Национална газопреносна мрежа	4 050	4 250	4 500	4 600	4 692	5 020	5 171
Съхранение на природен газ	800	840	850	900	953	1 020	1 050
Общи за разпределяне по видове дейности	1 850	1 950	2 050	2 100	2 142	2 292	2 361
<i>РАЗДЕЛ I.3 - Доставка на машини и оборудване</i>	7 500	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 240

4.3. Инвестиционна програма за периода 2016-2025 г., включваща инвестиционни дейности, за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение

в хил. лева, без ДДС

	Общо 2016 г.	Общо 2017 г.	Общо 2018 г.	Общо 2019 г.	Общо 2020 г.	Общо 2021 г.	Общо 2022 г.	Общо 2023 г.	Общо 2024 г.	Общо 2025 г.
ОБЩО	2 577	148 927	177 852	149 920	104 000	73 000	72 000	42 000	42 000	57 000
Газопреводна мрежа за транзитен пренос	642	42 117	81 300	59 000	44 000	10 000	10 000	10 000	10 000	24 000
Национална газопреводна мрежа	1 485	43 870	35 352	29 720	40 000	60 000	60 000	30 000	30 000	31 000
Съхранение на природен газ	300	60 000	60 000	60 000	20 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Общи за разпределение	150	2 940	1 200	1 200	0	2 000	1 000	1 000	1 000	1 000

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар, развитието на инфраструктурата в Р. България е пряко обвързано с позиционирането на страната като един от газовите хъбове в Източна Европа, в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в унисон с плановете за развитие на газовата инфраструктура в региона и Европа. Важно място в европейската енергийна политика заемат и стратегическите цели за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ.

Ключови за пазарната интеграция са новите междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. Те допринасят за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, като създават реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България.

В пряка връзка с развитието на газовата инфраструктура в региона са и плановете за разширение на капацитета за съхранение на единственото към момента в България газово хранилище - ПГХ „Чирен“, с цел то да обслужва националния и регионалния пазар, както и проектът за модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура за пренос на природен газ, който ще повиши нейната ефективност и надеждност. Капацитетът за съхранение би могъл да бъде повишен допълнително и с изграждането на ново газово хранилище в страната.

Приоритет за „Булгартрансгаз“ ЕАД в качеството му на комбиниран газов оператор е ефективното изпълнение на проектите от „общ интерес“ на Дружеството. В списъка с проекти от „общ интерес“⁵, публикуван от Европейската комисия през месец ноември 2015 г. са включени следните инфраструктурни проекти, планирани за изграждане на територията на България: Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“; Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна система; Междусистемна връзка Турция-България, ITB; Изграждане на газов хъб в България; Проект Eastring-България ; Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната мрежа на Трансгаз С.А. Румъния; Междусистемна връзка България-Сърбия, IBS; Междусистемна връзка Гърция-България, IGB.

Реализирането на всички тези проекти е взаимно обвързано и цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа.

5.1 Осъществяване на свързаност с паневропейски проекти

5.1.1. Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България – Хъб “Балкан”

Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за по-

⁵ Официален списък на проектите от „общ интерес“, интернет страницата на Европейска комисия, Дирекция енергетика

нататъшно транспортиране, като в същото време в тази точка се организира и място за търговия с газ – хъб, където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Идеята за изграждането на газовия център е подкрепена със стратегическото географското разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и с проектите за изграждане на междусистемни връзки с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия.

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, реализирането на концепцията за газов хъб е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Европа, в посока подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ. Проектът е в съответствие с нуждите на региона, идентифицирани от Групата на високо равнище за газова свързаност на Централна и Югоизточна Европа, както и от Европейската стратегия за Енергиен съюз.

Създаването на газов хъб цели да бъде изградена необходимата газопреносна инфраструктура, която да свърже пазарите на природен газ за страните-членки в региона - България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях за страните-членки от Централна и Западна Европа, както и за държавите от Енергийната общност - Сърбия, Македония, Босна и Херцеговина и др., като по този начин допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика.

В Хъба биха могли да постъпват количества природен газ от различни източници – руски природен газ през нов морски газопровод и по действащото към момента трасе, природен газ, добиван в шелфа на Черно море – българския (от блокове „Хан Аспарух“, „Силистар“, „Терес“) и румънския, природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Гърция и Турция.

През месец декември 2015 г. Правителството на България и Европейската комисия се споразумяха за създаването на съвместна работна група, която да подкрепи развитието на търговска концепция, бизнес и финансов план за Газов хъб „Балкан“. Работната група, която бе обявена от заместник министър-председателя по европейските фондове и икономическата политика Томислав Дончев и Клаус-Дитер Борхард, директор „Вътрешен енергиен пазар“ на Европейската комисия, ще разгледа техническите, законовите, нормативните и финансови аспекти на проекта. Тя ще се фокусира и върху идентифицирането на решения за основно срещаните предизвикателства при развитието на стабилна регулаторна рамка и търговска среда, целящи улеснено свързване между България и останалата част от Югоизточна Европа.

5.1.2. Eastring - България

Eastring-България е подпроект на клъстерния проект „Eastring“.

„Eastring“ е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между IP Велке Капушани (съществуващата точка на междусистемно свързване между украинската и словашката газопреносни мрежи) и точка на свързване (IP) с външна граница на ЕС на територията на България, като проектът съчетава изграждане на нова газова инфраструктура, с оптимизация на съществуващата в страните по трасето на коридора.

Концепцията Eastring, разработена на този етап и включена в общността

Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG (TYNDP) 2015-2024 предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България и е представен в Приложение А на Плана като клъстер от проекти, както следва: Eastring – България, Eastring – Румъния, Eastring – Унгария, Eastring – Словакия.

В рамките на проекта се разглеждат различни варианти на трасе. Предвидено е Eastring да се изпълни на 2 етапа - първият да бъде въведен в експлоатация през 2019 г., като осигури капацитет 570 GWh/d, а вторият етап през 2023 г., с достигане на капацитет 1140 GWh/d.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е компанията, която е отговорна за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България⁶ за етап 1 от развитието на проекта (капацитет 570 GWh/d) се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 257 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90MW. За етап 2 от развитието на проекта (капацитет 1140 GWh/d) се предвижда допълнително изграждане на нови компресорни мощности. Предвидена възможност за свързване на Eastring с мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/d.

5.1.3. Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносната мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната мрежа на Трансгаз С.А. Румъния. - преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия

Проектът е част от концепцията за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия), предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните.

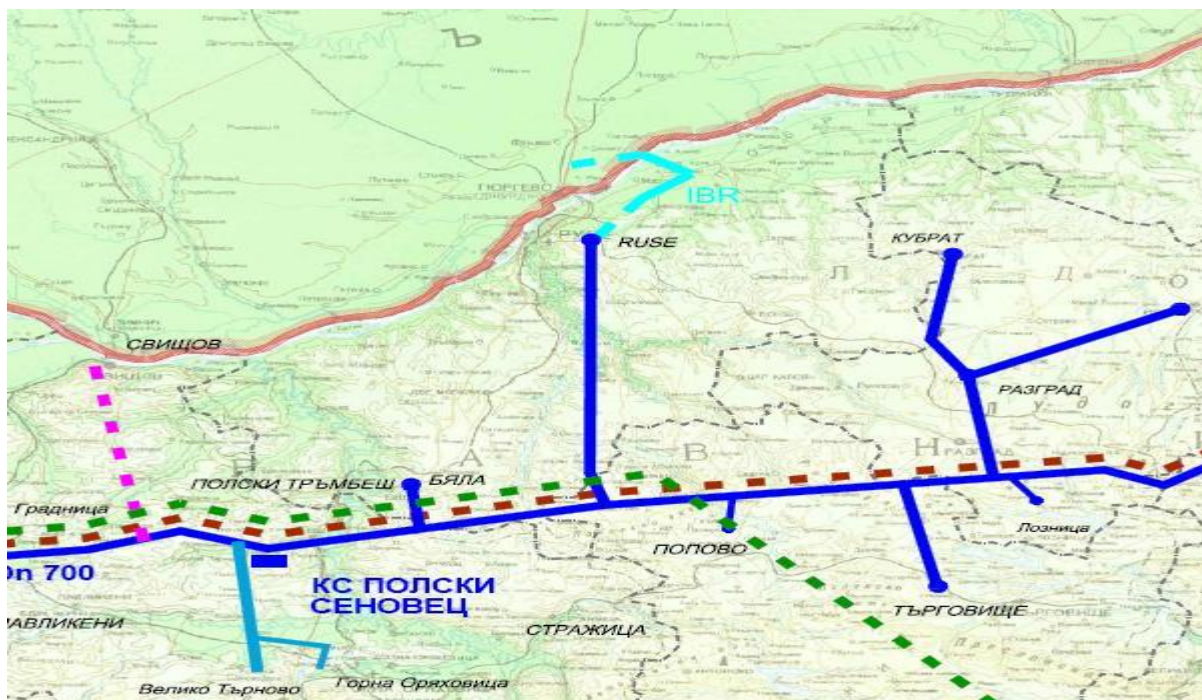
Проектът на българска територия предвижда изграждане на нова инфраструктура и модернизация и разширение на съществуващата, с цел увеличаване капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносната мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната мрежа на Трансгаз С.А. Румъния.

Изпълнението на българския участък, заедно със съществуващата газопреносна инфраструктура се очаква да осигури технически възможности за доставки на между 3-5 млрд. куб. м./г. природен газ между планираните входни точки на южната граница на България и между Румъния и Унгария, с възможност за достъп до Централноевропейския газов пазар.

⁶ Проектът на „Булгартрансгаз“ ЕАД представлява изцяло нова инфраструктура на територията на България. Капацитетът на газопровода е изцяло нов и не засяга капацитет по сключени дългосрочни договори за трансграничен пренос.

5.2. Нови междусистемни връзки със съседните страни

5.2.1. Междусистемна газова връзка България-Румъния (IBR)



Реверсивната междусистемна връзка България – Румъния има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Румъния. С финализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Румъния, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на газопреносната мрежа. Същевременно, през интерконектора може да се доставя природен газ от Румъния.

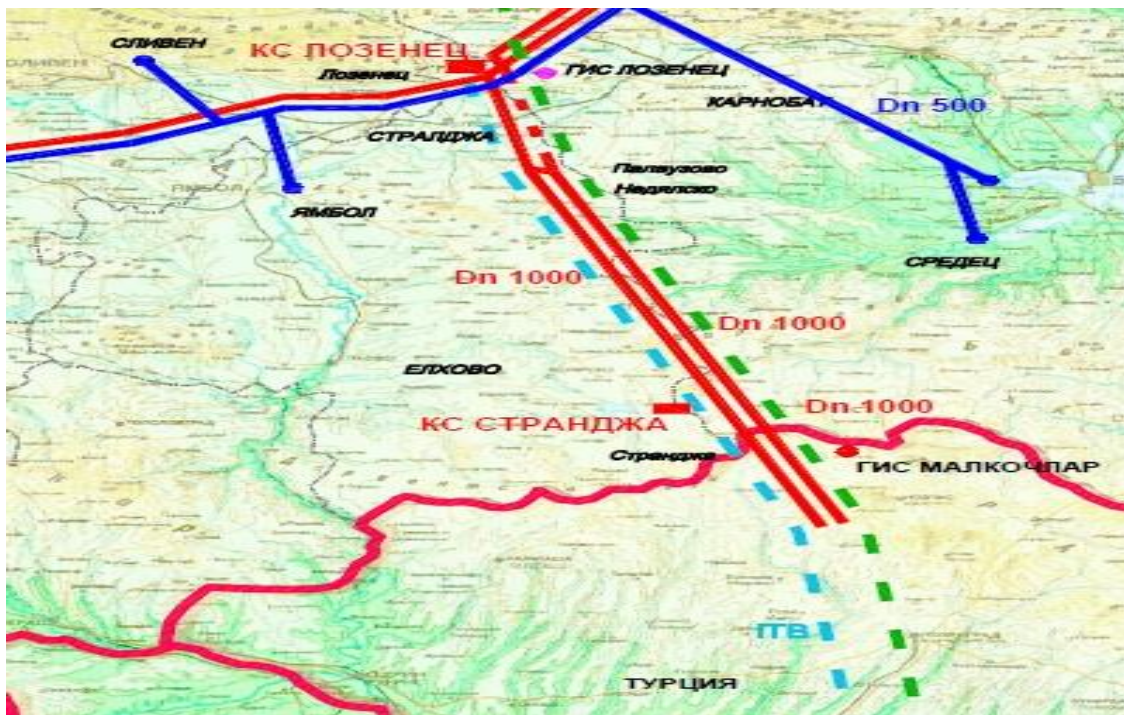
Проектът се изпълнява съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Трансгаз“ С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г.

Прогнозната обща стойност на проекта е определена на 23, 823 млн. евро. Съгласно Решение на ЕК С(2010)5962 от 06.09.2010 г., на двете компании е отпусната безвъзмездна финансова помощ по „Европейската енергийна програма за възстановяване“ /ЕЕПВ/ в размер до 8, 9 млн. евро.

Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,1 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 млрд. м³/г. (в посока от Р. България към Румъния), а минималният 0,5 млрд. м³/г., (в посока от Румъния към Р. България) диаметър на тръбата Dn 500 мм и работно налягане Pn 50 bar.

Проектът е разделен на три части: участък под р. Дунав, наземна част на българската територия и наземна част на румънска територия. Наземната част на газопровода, намираща се на българската територия е вече изградена. Положен е оптичният кабел под р. Дунав. Предвидено е газопроводът да бъде въведен в експлоатация през 2016 г., след финализиране на строителните дейности свързани с изграждането на основния участък под р. Дунав.

5.2.2. Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)



Междусистемната връзка Турция – България е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и Боташ Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията.

ITB представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км, от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м³/г.

Проектът, като част от приоритетния Южен газов коридор, е ключов по отношение сигурността и диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ към/през България и региона. ITB може да осигури достъп до всички настоящи и бъдещи входни точки и източници на Турция – азербайджански и друг природен газ, както и LNG спот доставки от съществуващите терминали в Турция. Изпълнението му е в пряка връзка с постигането на необходимите условия за създаване на конкурентен газов пазар, повишаване на гъвкавостта на системите и пазарната интеграция.

Междусистемната връзка Турция – България е проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013. За изпълнение на прединвестиционно проучване през 2015 г. бе получено безвъзмездно финансиране в размер на до 190 000 евро по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-Energy).

През 2015 г. беше изготвено Прединвестиционно проучване, като първа стъпка от бъдещото изграждане на интерконектора, като същото е прието от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В резултат на прединвестиционното проучване е извършено цялостно проучване на осъществимостта на проекта Междусистемна връзка Турция-България направени са препоръки за избор на газопроводно трасе, технически проучвания, оценка на разходите, оценка и анализ на пазарните нужди, анализ разходи-ползи, предварителна оценка на въздействието върху околната среда и на социалното въздействие, график

за развитие на проекта, предварително Задание за Технически проект, оценка на рисковете и др.

Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ИТВ е 2020 г.

5.2.3. Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS)



Междусистемната реверсивна газова връзка България – Сърбия има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Проектът се реализира от Министерство на енергетиката, в качеството си на бенефициент по процедура на директно предоставяне на безвъзмездна помощ в рамките на ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“ 2007-2013 г. за дейностите включени в Първа фаза на проекта.

С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на българската газопреносна мрежа. Същевременно, в кризисни ситуации ще се използва за доставка на природен газ от Сърбия.

Междусистемната връзка е един от българските газови проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013.

По предварителна техническа информация дължината на трасето София – Димитровград – Ниш е около 150 км, от които на българска територия около 61,6 км, а мястото на включване на газопровода към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в района на Нови Искър. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1,8 млрд. м³, а максималният е 3,2 млрд. м³.

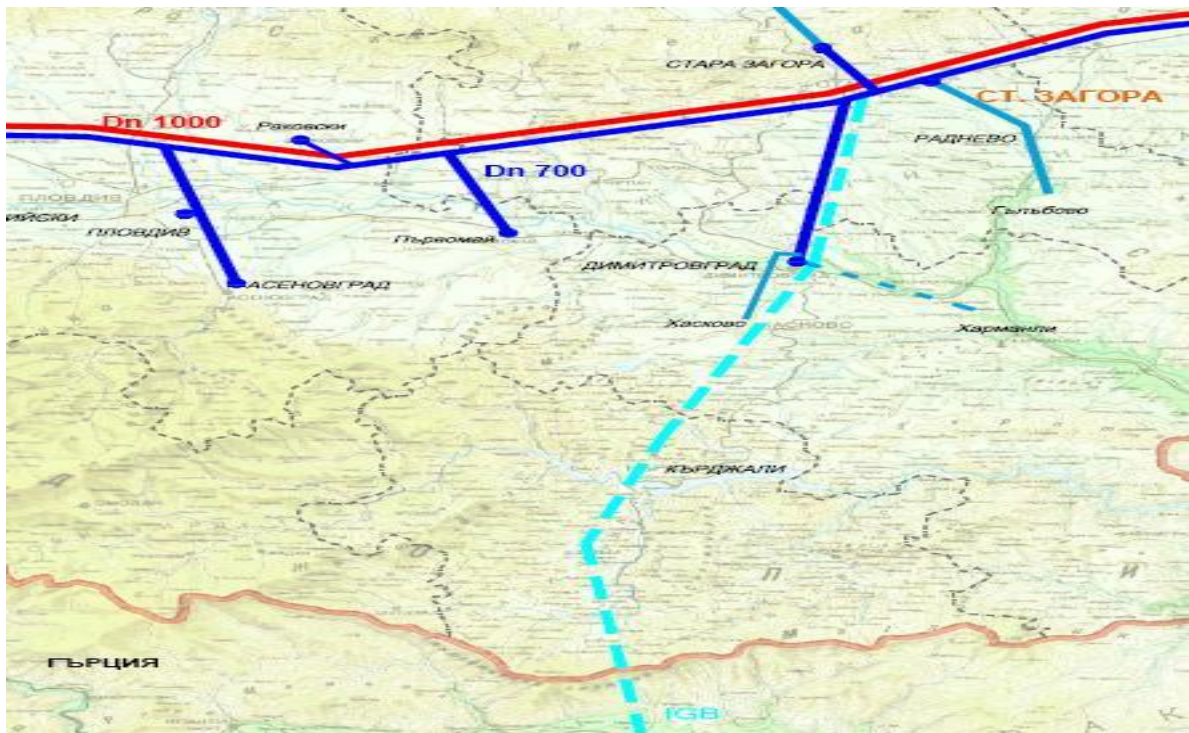
През Първа фаза на проекта са извършени предпроектно проучване и теренни археологически проучвания по трасето на газопровода. Проведена е необходимата процедура по утвърждаване на трасето на газопровода и на площадките и е издадено Решение от Комисията за земеделските земи към Министерството на земеделието и храните. Изработен е Подробен устройствен план – окончателен проект, който е одобрен от Националния експертен съвет по устройство на територията и регионална

политика към Министерство на регионалното развитие и благоустройството. Изработен и одобрен от консултанта по чл. 166, ал. 1 от ЗУТ е инвестиционен проект (фаза – технически проект). Извършени са и археологически проучвания на обектите по трасето.

През Втора фаза на проекта ще бъдат проведени необходимите процедури за придобиване на вещни права върху имотите за площадките към газопровода и учредяване на сервитут за линейната част на газопровода, получаване на разрешение за строеж, изработване на работен проект, доставки на необходимите материали и оборудване, строително – монтажни работи и въвеждане на строежа в експлоатация. Стартирана е процедура за получаване на финансиране за Втората фаза на проекта. Строителството ще се реализира и финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014 – 2020 г.“.

Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е краят на 2018 г.

5.2.4. Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB)



Междусистемната газова връзка Гърция – България се проектира за пренос на природен газ между Гърция и България, чрез свързване с националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора, с газопреносната мрежа на ДЕСФА С.А., Гърция в района на гр. Комотини. Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери Български Енергиен Холдинг ЕАД (50 %) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50 %). Акционери с равни дялове в IGI Poseidon са DEPA, Гърция и Edison, Италия.

За реализацията на проекта е осигурено съфинансиране от „Европейската енергийна програма за възстановяване“ /ЕЕПВ/ под формата на безвъзмездна финансова помощ. Подписан е и мандат с Европейската банка за възстановяване и развитие /ЕБВР/ за стартиране на преговори с цел финансиране на фаза изграждане.

Трасето на газопровода Комотини-Димитровград-Стара Загора е с дължина 182 км, от които 151 км. на територията на България и 31 км. на територията на Гърция, с диаметър на тръбата 32" (813 мм). Техническият капацитет на газопровода е до 3 млрд м³/г., с възможност да се увеличи до 5 млрд м³/г. чрез изграждане на компресорна станция.

На територията на Р. България се предвижда изграждане на отклонения до района на градовете Кърджали и Димитровград.

На територията на Гърция, във връзка с развитието на Южния газов коридор, се предвижда възможност за свързване на IGB с газопровода ТАР и с газопреносната инфраструктура на ДЕСФА С.А.

Междусистемната газова връзка Гърция – България е обявена за проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013.

Интерконекторът се очаква да бъде изграден през 2018 г.

5.3. Увеличаване на капацитета за съхранение на природен газ

5.3.1. Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“

Вече 40 години ПГХ „Чирен“ е единственото газохранилище на територията на България. То е ключов инструмент за функционирането на газовия пазар в България, чрез който се компенсират сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението и осигурява аварийен резерв. ПГХ „Чирен“ е изключително важен инструмент за гарантиране на сигурността на газовите доставки. Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ се състои в поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по-големи дебити при добив и при нагнетяване. Проектът е проект от „общ интерес“.

Съгласно завършения през 2010 г. Технологичен проект за експлоатация и разширение на ПГХ „Чирен“, са разработени четири варианта за разширение на газохранилището, които визират постепенно увеличаване на резервоарното налягане до 180 bar. Като икономически най-изгоден проектантът предлага Вариант 3, т.е. Активен газ 1 млрд. м³, дебит на нагнетяване и добив 8-10 млн. м³/д и максимално резервоарно налягане до 150 bar. Тези параметри са определени въз основа на анализа на наличната геолого-геофизична, сондажна и резервоарно-инженерна информация за Чиренската геоложка структура и капацитетните възможности на надземните съоръжения.

За прецизиране на варианта за разширение на газохранилището в аспект максимално резервоарно налягане в периода 2015-2017 г. е предвидено провеждането на допълнителни изследвания (3D сеизмични изследвания, геомеханично симулиране и наземен газов анализ), като към момента на изготвяне на Плана геомеханичното симулиране на Чиренския резервоар е завършено. В процес на изпълнение е наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура. През 2016 и 2017 г. ще бъдат изпълнени 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура.

След тяхното изпълнение ще се премине към етап на окончателен избор на вариант за разширение на ПГХ Чирен и пристъпване към изпълнението му.

С проекта за разширение на ПГХ „Чирен“ се цели от една страна да бъдат създадени условия за гарантиране сигурността на доставките до българските потребители и

потребителите в страните от региона, а от друга – развитието на ПГХ „Чирен“ като търговско хранилище в един взаимосвързан регионален и общеевропейски пазар, тъй като ПГХ „Чирен“ е неразделна част от регионалната газова система, състояща се от междусистемни връзки, LNG терминали, хранилища.

Планираното развитие на газовите проекти в региона е предпоставка за развитието на пазара, диверсификация и повишаване на пазарната интеграция и е в пряка връзка с разширението единственото в България газохранилище. В средносрочен времеви хоризонт ПГХ „Чирен“ се очертава като търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията на регионалния газов пазар, както и за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, със съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносните системи.

Предимство на ПГХ „Чирен“ е, че то е действащо хранилище и сроковете за изпълнение на неговото разширение са значително по-кратки в сравнение с тези за изграждане на нови съоръжения за съхранение.

5.3.2 Възможности за нови газови хранилища в България

За гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия пазар, в България се планира проучване на възможностите за изграждане на ново газово хранилище. Развитието на газовата инфраструктура в региона включително проектите от Южния газов коридор, планираните междусистемни газови връзки и други големи трансгранични газови проекти, обуславят необходимостта в дългосрочен аспект от осигуряването на допълнителен капацитета за съхранение и респективно обосновават изпълнението на проекти за газохранилища.

Без да се изключва действащото подземно газово хранилище „Чирен“, едно ново хранилище би могло да обслужва не само националния, но и регионалния газов пазар след планираното изграждане на новите междусистемни връзки със съседните страни. То би могло да бъде изградено в подходяща геоложка структура - в изтощени газови находища (на сушата или в морето), в солни тела (каверни) или във водоносен пласт. Трябва обаче да се има предвид, че изграждането на едно ново подземно газово хранилище, от началото на геолого-проучвателните дейности до влизането му в редовна експлоатация би отнело не по-малко от 7-8 години.

5.4. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения

Развитието на съществуващата мрежа е съществен процес по отношение на създаване на възможности за постигане на устойчива икономическа среда, благоприятна за развитието на българската икономика като цяло. Освен подпомагане на икономиката, реализирането на подобни проекти е пряко свързано с развитието на съответните региони – в бизнес и социален аспект. Предвидените проекти биха увеличили броя на българските домакинства с достъп до природен газ, биха подпомогнали ускоряването на процеса на газификация в страната, както и повишаването на енергийната ефективност. Също така, в процеса на изграждането им ще бъдат осигурени временни работни места. Като цяло, реализирането им е свързано с постигането на значим екологичен ефект - намаляване на вредните емисии, отделяни при изгаряне на твърдите и течните горива.

5.4.1. Проекти в ход

- **Изграждане на преносен газопровод до Козлодуй и Оряхово**

Проектът включваше изграждане на 60 км газопровод високо налягане от Чирен до Козлодуй с диаметър DN 350, 10 км. газопровод от Козлодуй до Оряхово с диаметър DN 150 и две автоматични газорегулиращи станции (АГРС) - в Козлодуй с капацитет от 40 000 м³/ч и в Оряхово - с капацитет от 5000 м³/ч.

Беше предвидено проектът да се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ в размер на 10 200 000 евро, а съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД да е в размер на 4 372 000 евро. През м. февруари 2016 г. е получено писмо № БТГ-74-00-43/26.02.2016 г. с което ЕБВР, като администратор на средствата на МФК, информира „Булгартрансгаз“ ЕАД за решението си за спиране на финансирането на проекта.

- **Газопроводно отклонение Разлог - Банско**

Газопроводът е с очаквана дължина 40 км, максимален дебит 32 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се трасето на газопровода да преминава по северните склонове на Пирин планина, като преди курортно селище „Предела“ трасето пресича път № 19 Симитли-Разлог и продължава по южните склонове на Рила планина до АГРС Разлог, след това трасето продължава на юг, пресича път № 19 Симитли-Разлог и достига до АГРС Банско.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 4 840 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 4 840 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 780 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

Стартирана е процедура за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС.

- **Газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп**

Планирано е газопроводът да бъде с дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Разглежданото трасе на газопроводно отклонение е както следва: от КВ (кранов възел) Виноградец, разположен на Южния полупръстен на МГ (магистрален газопровод) до АГРС западно от гр. Панагюрище, трасе от гр. Панагюрище до АГРС западно от гр. Пирдоп.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 3 600 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 3 600 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 1 250 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

Изпълнено е предпроектно проучване. Стартирана е процедура по правилата на ЕБВР за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС.

- **Газопроводно отклонение до Свищов**

Газопроводът е с очаквана дължина 39 км., диаметър DN 200 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се захранването да бъде извършено от КВ Патреш, разположен на Северния полупръстен на МГ до АГРС, която ще бъде разположена южно от гр. Свищов.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 2 360 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 2 360 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 600 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

Изпълнено е предпроектно проучване. Стартирана е процедура по правилата на ЕБВР за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост).

5.4.2. Предвидени възможности за изграждане на нови газопроводни отклонения

• Газопроводно отклонение до Сопот и Хисаря

Газопроводът е с очаквана дължина 54 км, от които 22 км с диаметър DN 200 мм и 32 км с DN 150. Предвижда се захранването да бъде извършено от съществуващия магистрален газопровод Южен полупръстен, западно от автомобилния път Пловдив-Карлово. Впоследствие газопроводното отклонение достига до АГРС в близост до Хисаря и АГРС в близост до гр. Сопот. Освен тези общини с отклонението ще могат да се захранят и гр. Баня и гр. Карлово.

Описаният по-горе проект за ново газопроводно отклонение е в етап на проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение. Срокът за неговото изпълнение зависи до голяма степен от оценката на неговата целесъобразност, като се отчита и социалния и икономическия ефект за региона и страната от реализирането му.

• Газопроводно отклонение до Видин

Във връзка с внесено в Министерството на регионалното развитие и благоустройството (МРРБ) писмо за намерение от ASPA Consortium относно инвестиционен проект за газопроводно трасе до Видин, в „Булгартрансгаз“ ЕАД е внесено писмо с вх.№ БТГ 24-00-754/15.02.2016 г. от МРРБ с молба за представяне на Формуляр за проектно предложение. Предвижда се да бъдат направени предпроектни проучвания относно възможността за изграждане на газопроводно отклонение за Видин, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е готов да съдейства при реализирането на всички мотивирани и икономически изгодни проекти, които при наличие на основания, при последваща актуализация ще бъдат включени в Пред инвестиционната или Инвестиционната програми.

5.5. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура

5.5.1 Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура

„Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява комплексен проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България включващ следните видове дейности:

- Модернизация и рехабилитация на компресорни станции;
- Инспекции за установяване и характеризиране на състоянието на газопроводите;

- Ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции;
- Разширяване и модернизация на съществуващата мрежа;
- Внедряване на системи за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Модернизацията, рехабилитацията и разширението на съществуващата газопреносна инфраструктура ще гарантират сигурен и надежден пренос на природен газ, ще подобрят ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система и ще осигурят необходимите капацитети и налягания.

С изпълнението на планираните дейности ще бъдат осигурени технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи през съществуващите и нови входни и изходни точки и възможности за разнообразяване на посоките за пренос, в зависимост от пазарния интерес.

Проектът „Модернизацията, рехабилитацията и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“ е проект от „общ интерес“, както и приоритетен за инициативата Central and South Eastern Europe Gas Connectivity (CESEC).

Предвид естеството на дейностите, свързани с изпълненото на проекта, условно могат да бъдат разграничени 3 фази на изпълнение, които обхващат съответно следните дейности:

Фаза 1: Обединява първоначалните действия предприети по проекта, които са стартирали в периода 2013-2015 г. и които Дружеството вече изпълнява, финансирайки ги със собствени средства. Към тази фаза се отнасят следните дейности:

- Етап 1 на модернизация на 4 компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“, КС „Петрич“, КС „Странджа“), чрез интегриране на 6 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати, ГТКА. Този етап от модернизацията предстои да приключи до средата на 2016 г.
- Изграждане на газопровод КС Лозенец – ОС Недялско, като част от предвидените по проекта дейности за разширение на газопреносната мрежа мрежата.
- Провеждане на инспекции.
- Внедряване на системи PIMS и GIS за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Фаза 2: Включва действия, представляващи основна част от проекта, които се планира да бъдат стартирани през 2016 г. и представляват естествено и логично продължение за цялостното реализиране на проекта след изпълнение на Фаза 1. Към Фаза 2 са включени следните действия:

- Етап 2 от модернизацията на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя ГТКА в 3 компресорни станции (КС Лозенец, КС Петрич, КС Ихтиман).
- Рехабилитация и подмяна на участъци от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км.
- Провеждане на инспекции.
- Внедряване на допълнителен софтуер.

Фаза 3: Инфраструктура под условие, необходима след вземане на окончателно инвестиционно решение за реализиране на етап 2 от проект Междусистемна връзка България-Сърбия, свързана с увеличение на капацитета на интерконектора от 1,8 на 2,4 млрд. м³/г. В тази фаза е включена инфраструктурата, чието реализиране и параметри са под условие, тъй като са свързани с бъдещи решения относно проекта IBS, чийто организатор от българска страна е Министерство на енергетиката. Заложената за изграждане инфраструктура включва изграждане на газопровод Горни Богров – Нови Искър с приблизителна дължина 19 км, DN 700 и компресорна станция „Богров“ – 20 MW.

5.5.2. Модернизация на компресорни станции „Странджа“, „Лозенец“, „Петрич“ и „Ихтиман“ (Част от проект за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопрееносна инфраструктура)

Модернизацията на четири от компресорните станции от газопрееносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД за транзитен пренос е ключов проект, осигуряващ ефективния и екологосъобразен пренос на природен газ. Тя се явява първи етап от планирани мероприятия за модернизация на съществуващите компресорни станции и е част от проекта за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопрееносна инфраструктура на територията на България.

Мащабният проект, чийто инвеститор е „Булгартрансгаз“ ЕАД, дава възможност за интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати, ГТКА съгласно европейското екологично законодателство.

В обхвата на модернизацията са включени проектиране, доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на шест броя газотурбокомпресорни агрегати, модернизация и разширение на съществуващите системи за електрозахранване, за автоматично управление на компресорните станции и всички останали спомагателни съоръжения.

Обект на модернизацията са следните компресорни станции:

- КС „Странджа“ - с монтаж на два нови газотурбокомпресорни агрегата (ГТКА);
- КС „Лозенец“ - с монтаж на два нови ГТКА;
- КС „Петрич“ - с монтаж на един ГТКА;
- КС „Ихтиман“ - с монтаж на един ГТКА.

КС „Странджа“, КС „Лозенец“ и КС „Ихтиман“ са въведени в експлоатация. Срокът за въвеждане в експлоатация на КС „Петрич“ е през 2016 г.

Вторият етап 2 от модернизацията на компресорни станции е предвидено да бъде изпълнен в периода 2016-2018 г. Той включва интегриране на 4 броя нискоемисионни ГТКА в 3 компресорни станции (КС Лозенец, КС Петрич, КС Ихтиман). След извършването на дейностите по Етап 2 (2016-2018 г.) ще бъде завършена цялостната модернизация на компресорните станции.

5.5.3. Модернизация на съществуващите системи за автоматично управление (САУ) на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“

Целта на модернизацията е замяна на съществуващите системи за автоматично управление на всеки ГКА и общостанционни системи за КС „Вълчи дол“ и КС „Полски

Сеновец” с нови системи, базирани на нови съвременни технологии и елементна база.

Модернизираните системи за управление имат възможност управлението на ГКА и КС да се извършва от диспечерската зала и се свежда до минимум присъствието на хора в машинна зала на компресорния цех. За целта се изграждат нови еднотипни самостоятелни системи за автоматично управление на ГКА в компресорните станции и нови общостанционни системи за управление на КС.

В края на 2014 г. беше подписан договор за пълен инженеринг, като се очаква компресорните станции да бъдат завършени изцяло и всички ГКА да бъдат въведени в експлоатация по етапно в края на 2017 г.

5.5.4 Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня , Бургас и Димитровград

Към момента няма изградени очистни съоръжения на тези газопроводни отклонения. С изграждането на пускови и приемни камери ще може да се извършва периодично почистване и вътрешнотръбни инспекции за установяване на действителното експлоатационно състояние на преносните газопроводи, без прекъсване на потока на газ, както и да се поддържа проектното налягане.

5.5.5. Изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец” - ОС „Недялско” (Част от проект за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура)

Разширяването на транзитния газопровод за Турция в участъка между компресорна станция „Лозенец” и очистно съоръжение „Недялско” е ключов за развитието на съществуващата междусистемна свързаност на България с Турция и е част от проекта за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България.

Изграждането на 20-километровата газопроводна отсечка в участъка КС „Лозенец” – ОС „Недялско” е пряко свързано с повишаване на сигурността на преносната система на „Булгартрансгаз” ЕАД и осигурява възможност за пренос на допълнителни количества газ по транзитния газопровод в участъка между КС „Лозенец” и българо-турска граница. Изграждането на лупинга е техническа предпоставка за осъществяване на реверсивен поток при необходимост. С неговото реализиране ще бъдат създадени и технически възможности за гъвкавост на системата при различни операции и режими, включително пускане на очистни устройства и интелигентни бутала, извършване на ремонтни работи по газопроводите без ограничаване на транзита на природен газ, подобряване на хидравликата на системата.

Планирано е изграждането на проекта да бъде стартирано през 2016 г. и той да бъде въведен в експлоатация през 2017 г.

5.5.6. Изграждане на оптични кабелни магистрали: от КС Ихтиман до ГИС Дупница, Ботевград-Батулци-Чирен, Батулци-Николаево-Плевен, Николаево-Полски сеновец, Полски сеновец-КВ „Миладиновци”-Търговище и КВ „Миладиновци”-КС „ Вълчи дол”

Изграждането на оптични кабелни линии има за цел многократно повишаване скоростта, качеството и надеждността на комуникациите с технологичните съоръжения на „Булгартрансгаз” ЕАД по трасето на преносните газопроводи, което ще създаде технически възможности за реализацията на IP - мрежи за преноса на технологична информация (вкл. при необходимост свързване на модерни системи за постоянно

наблюдение и охрана, дистанционно управление и контрол и др.).

5.6. Междусистемни връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос

За по-ефективното използване на възможностите на цялата газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД са предприети действия за изграждане на технологични връзки и измервателни възли между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос на две места – при КС „Ихтиман“ и при КС „Лозенец“. Технологичната връзка при КС Ихтиман АП1 е въведена в експлоатация от началото на 2014 г., Технологичната връзка при КС „Лозенец“ с капацитет 7,2 млн. м³/д е планирано да бъде изградена в рамките на 2016 г.

Изпълнението на проекта ще позволи преминаване на количества природен газ от националната газопреносна мрежа към газопреносната мрежа за транзитен пренос и обратното, както и измерване на количествата преминал природен газ. Изпълнението на проекта ще позволи преминаване на количества природен газ от националната газопреносна мрежа към газопреносната мрежа за транзитен пренос и обратното, както и измерване на количествата преминал природен газ.

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2016-2020 Г.

С настоящия раздел от Десетгодишния план за развитие на мрежите се цели да се покаже развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура и съоръжения, в предвидения десетгодишен период. Доколкото към настоящия момент все още протичат процеси на изясняване на източниците и маршрутите от които би достигнал природен газ до територията на Р. България, то са възможни различни варианти за степента на използваемост на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Планираните дейности на Дружеството в периода 2016-2020 г. ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който би позволил разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в пряка зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната.

Към 1 януари, в млн. м ³ /д	2016	2017	2018	2019	2020
Зона Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	25,83	30,82	36,32	45,42	57,44
IP Негру вода 1	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27
IBR		1,37	1,37	1,37	1,37
IGB				9,1	9,1
ITB					9,1
IBS			5,5	5,5	5,5
ГИС "Чирен"/ връзка с ПГХ при добив	3,1	3,6	3,6	3,6	3,6
Местен добив	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Връзка с ГМТП (вход)	0	3,08	3,08	3,08	6
Изходен капацитет	40,50	45,46	50,96	60,06	72,08
IP Негру вода 1/Кардам*	12	12	12	12	12
Изходна зона България	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
IBR		4,56	4,56	4,56	4,56
IGB				9,1	9,1
ITB					9,1
IBS			5,5	5,5	5,5
ГИС "Чирен"/ връзка с ПГХ при нагнетяване	2,66	3,06	3,06	3,06	3,06
Връзка с ГМТП (изход)	3,08	3,08	3,08	3,08	6
Зона Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	62,36	62,36	62,36	62,36	65,28
IP Негру вода 2,3/ Кардам	58,28	58,28	58,28	58,28	58,28

IP Кулата/Сидирокастро*	1	1	1	1	1
Връзка с НГПМ (вход)	3,08	3,08	3,08	3,08	6
Изходен капацитет	58,25	61,33	66,13	66,13	69,05
IP Странджа/Малкочлар	45,13	45,13	49,93	49,93	49,93
IP Кулата/Сидирокастро	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27
IP Жидилово	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Изходна зона България	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Връзка с НГПМ (изход)	0	3,08	3,08	3,08	6
IP Негру вода 2,3/ Кардам*	0	0	0	0	0

* Физически и/ или търговски реверсивен пренос

** Посочените капацитети за входните и изходните точки са проектни и се отнасят за всеки вход/ изход поотделно и сумарно могат да надвишават техническия капацитет на инфраструктурата като цяло. В зависимост от динамичното преизчисляване на капацитета и неговото максимализиране, съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 984/2013 относно Механизмите за разпределение на капацитет, ще бъдат определяни съответните твърди и прекъсваеми капацитети за всяка точка

***Посочените капацитети за новите междусистемни връзки (ITB, IGB, IBS и IBR) са по проектна информация към м. април 2016 г. и подлежат на промяна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

„Булгартрансгаз“ ЕАД е отговорна компания, работеща в условията на динамично променящи се среда и се стреми да развива ефективно инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в България в унисон с националните, регионалните и общоевропейски приоритети, цели и стратегии за постигане на сигурност, стабилност, диверсификация, пазарна интеграция, конкуренция и либерализация.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016 – 2025 г. са:

- Поддържане на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура;
- Модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносните мрежи и съоръжения;
- Развитие на междусистемната свързаност;
- Разширение на капацитета за съхранение на природен газ.

В периода 2016-2025 г. се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. Планира се през България да преминават и ключови трансгранични газопроводи, които ще се свържат със съществуващата газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С реализирането на плановете на Дружеството, газовата инфраструктура на България ще свърза общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток, Източния средиземноморския басейн и Северна Африка. Този факт ще гарантира доставките на природен газ за страната и за региона, като създаде реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България.

В пряка връзка с намеренията за развитие на газовата инфраструктура в региона са и плановете за разширение на съществуващото газохранилище „Чирен“, както и модернизацията и рехабилитацията на мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Реализирането на всички тези проекти е взаимно обвързано, като цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да насочи инвестиционната си дейност и в изграждането на нови отклонения, чрез което ще се създадат условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните икономически, социални, екологични и др. ползи за месното население. С това ще се изпълни един от основните приоритети изложени в Енергийната стратегия на Република България.

Очакваният резултат от изпълнението на настоящия План е значително повишаване на качеството и обема на предлаганите от „Булгартрансгаз“ ЕАД услуги, свързани с транспортирането и съхранението на природен газ и е в пряка връзка с превръщането на България в значим регионален газов център – хъб, в който се създават технически възможности за вход и изход на потоци природен газ, постъпващи от разнообразни източници и по нови маршрути.

Изпълнението на Плана на корпоративно ниво ще затвърди успешния бизнес модел за развитие на компанията, а в национален и регионален аспект газовия оператор ще продължи да осигурява надежден пренос и съхранение на природен газ, както за обществото, така и за индустрията, прилагайки най-добрите бизнес практики.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Ключови проекти за нови газопроводи на територията на страната и свързането им със съществуващата газопрееносна мрежа

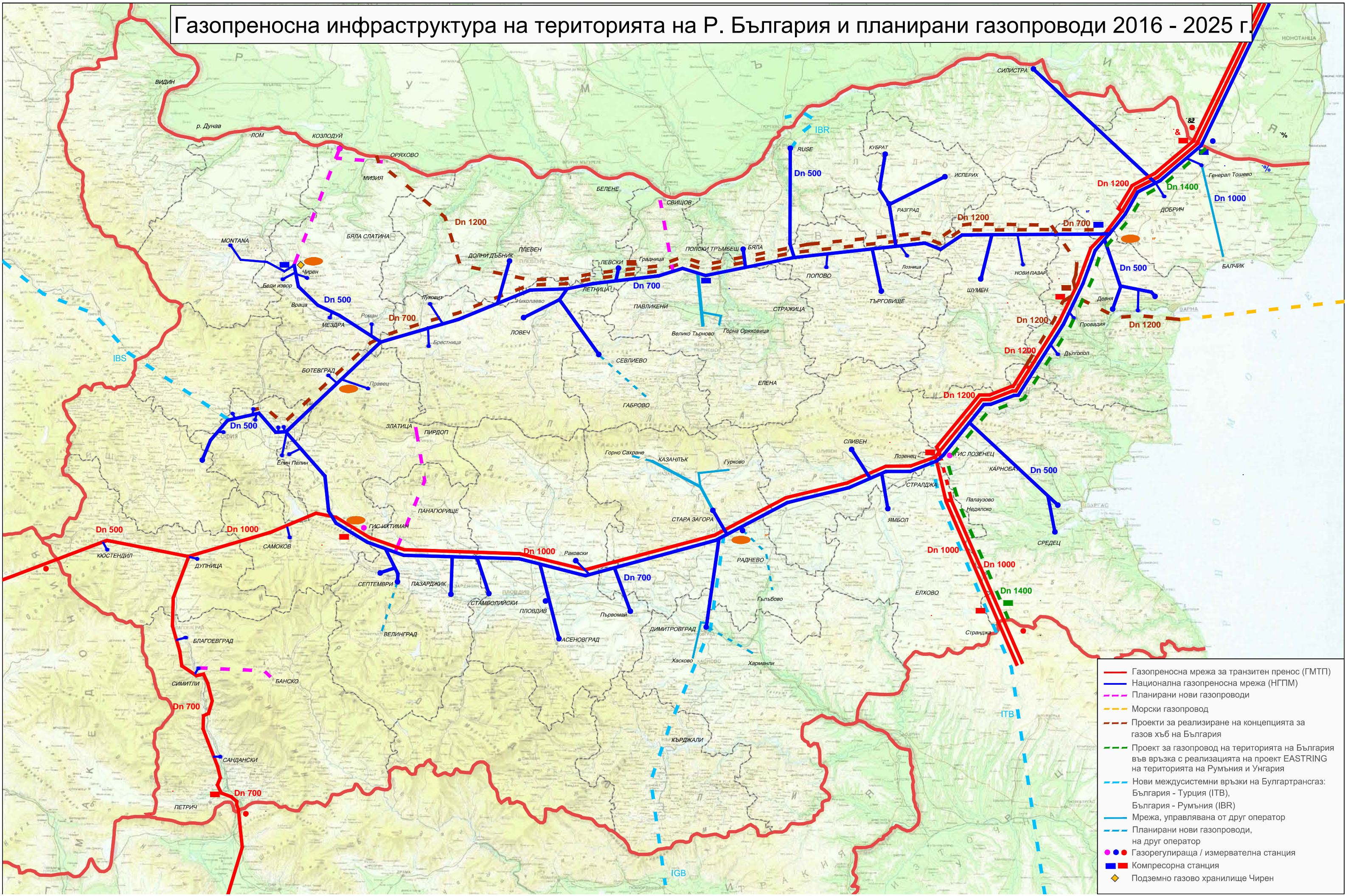
№	Проект	Окончателно инвестиционно решение (FID)	Срок за приключване	Изпълнител	Очаквана стойност на инвестицията на "Булгартрансгаз" ЕАД	Финансиране	Дължина	Изменение на капацитета/тип	Бележки
1	Междусистемна връзка България - Румъния (IBR)	да	2016	"Булгартрансгаз" ЕАД и Трансгаз С.А.	~ 13 млн. € (23,8млн. € -стойност на целия проект)	€4,3 млн Европейската енергийна програма за възстановяване (EPRR) /~ € 8,5 млн. собствено	общо 25км, от 15 км български участък и 2,1 км подводен преход	0,5-1,5 млрд.м ³ /г постоянен двупосочен (входящ-изходящ)	Във финален етап на изграждане.
2	Междусистемна връзка Турция - България (ITB)	не	2020	"Булгартрансгаз" ЕАД и Боташ	~ 133 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	~ 76 км български участък ~ 120 км турски участък	3 млрд.м ³ /г постоянен двупосочен (входящ-изходящ)	Изготвено прединвестиционно проучване. Изготвено предварително техническо задание.
3	Междусистемна връзка Гърция-България (IGB)	да	2018	„Ай Си Джи Би“ АД	~ 5 млн. € (220 млн. € *)	ЕЕPR и собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД за свързването със съществуващата мрежа.	общо 182 км, от които 151 км български участък	3 млрд.м ³ /г - I етап 5 млрд.м ³ /г - II етап входящ (реверсивен при кризисни ситуации)	Основната инфраструктура се реализира от „Ай Си Джи Би“ АД. Проектът ще бъде свързан с газопрееносна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД в района на Стара Загора.
4	Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)	да	2018	Министерство на енергетиката	~ 2 млн. € (48 млн. € *)	ОП "Конкурентоспособност" и собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД за свързването със съществуващата мрежа.	общо150 км, от които 62 км български участък	1,8 - 3,1 млрд.м ³ /г изходящ (реверсивен при кризисни ситуации и спиране на основния поток)	Реализира се от МЕ, бенефициент на ОП Конкурентоспособност. Проектът ще бъде свързан с газопрееносната мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД.
5	Концепция за изграждане на газов хъб в България - проекти за нова инфраструктура и за модернизация на съществуващата инфраструктура	не	2019-2022	"Булгартрансгаз"	~ до 2 400 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	Група проекти за нова газопрееносна инфраструктура и за модернизация на съществуващата, във връзка с изграждането на газов хъб в България	Нов капацитет от 52,6 млрд.м ³ /г изходящ	Проектите са в идейна фаза.
6	Изграждане на газопровод в България, във връзка с изграждането на газопровода Eastring на територията на Унгария и Румъния	не	2019-2023	"Булгартрансгаз"	~ 700 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	258 км Dn 1400 с Pp - 75 bar + 60 MW нова КС	20 млрд.м ³ /г	Проектът е в идейна фаза.

Забележка:

* Посочените стойности представляват очакваната обща стойност на проектите, които се развиват от трети страни т.нар "third party projects"

** Проектът е с неопределен статут - повече информация в т.5.1.1

Газопреносна инфраструктура на територията на Р. България и планирани газопроводи 2016 - 2025 г.



- Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)
- Национална газопреносна мрежа (НГПМ)
- - - Планирани нови газопроводи
- - - Морски газопровод
- - - Проекти за реализиране на концепцията за газов хъб на България
- - - Проект за газопровод на територията на България във връзка с реализацията на проект EASTRING на територията на Румъния и Унгария
- - - Нови междусистемни връзки на Булгартрансгаз: България - Турция (ITB), България - Румъния (IBR)
- Мрежа, управлявана от друг оператор
- - - Планирани нови газопроводи, на друг оператор
- ● Газорегулираща / измервателна станция
- Компресорна станция
- ◆ Подземно газово хранилище Чирен