

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2015 – 2024 г.

30 април 2015 г.

**Одобрен с Решение по Протокол УС № 82/30.04.2015 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**

**Внесен за одобрение в КЕВР на 30.04.2015 г. със Заявление вх. №
Е-15-45-11/30.04.2015 г.**

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	4
ВЪВЕДЕНИЕ	7
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	8
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	10
ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА	12
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ	12
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА	15
ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	22
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ.....	22
2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	23
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	25
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	27
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	27
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	28
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС ПРЕЗ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	30
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ.....	31
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2015-2024 Г.....	34
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2015 – 2017 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	36
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 2015 – 2024 Г.....	39
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2015 – 2024 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	39
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015 – 2024 г.....	40
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ	45

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2015-2024 Г.....	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61

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 газопреносен оператор в Р. България

ЕС – Европейски съюз

ГРД – Газоразпределително дружество

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

ПГХ – подземно газово хранилище

Национална газопреносна мрежа (НГПМ) – 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;

Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП) – 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“

ТАП – Трансадриатически газопровод – проект за изграждане на газопровод, започващ от Гърция, пресичащ Албания и Адриатическо море и стигащ до Южна Италия

ТАНАП – Трансанадолски газопровод – проект за изграждане на газопровод, започващ от грузинско-турската граница, преминаващ през територията на Турция към Европа

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 2001-2013 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)
 - 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)
- Прогноза за потреблението на газ на „Булгаргаз“ ЕАД (www.bulgargaz.com)
- Планирани количествата по дейности разпределение и снабдяване на газ на ГРД от Групата на „Овергаз Инк.“ АД, съгласно внесени в КЕВР документи, във връзка с вливане на Дружества (www.overgas.bg)
- 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 2015 – 2019 г., одобрена с Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД №69/13.01.2015 г. и Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 3/23.01.2015 г.
- Информация от други вътрешнофирмени документи и кореспонденция със заинтересовани страни
- 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 2013-2022 г.

ВЪВЕДЕНИЕ

Десетгодишният план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015 – 2024 г. очертава визията за развитие на Дружеството в качеството му на независим газопреносен оператор. Тя е в унисон 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 единен взаимосвързан газов пазар.

Десетгодишният план описва дейностите на Дружеството в следващите десет години, чрез които да се поддържат и развиват надеждността и ефективността на съществуващите газопреносни мрежи и съоръженията за съхранение, както и да се създадат подходящи условия за утвърждаването на интегриран и стабилен газов пазар.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015 – 2024 г. са развитие на съществуващата основна и спомагателна газопреносна инфраструктура и съоръжения към нея, 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 характеристики на преносните 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 даде възможност за взимане 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 на доставка на газ. Тя ще способства също така за осигуряване на либерализиран пазар на природен газ и съответно по-голям избор, включително ценови, за участниците на пазара. С оглед постигане на пълна прозрачност и баланс между интересите на преносните оператори и останалите участници на пазара, Десетгодишният план е обект на иницирана от „Булгартрансгаз“ ЕАД публична консултация, на база на която в Плана могат да бъдат отчетени и взаимовръзките между проектите на Дружеството и плановете за развитие на заинтересованите страни.

На основание чл. 21 (3) т. 8 от ЗЕ, Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) одобрява Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа и наблюдава и контролира изпълнението му.

Десетгодишните планове за развитие на мрежата се разработват от газопреносните оператори на територията на Европейския съюз в изпълнение на чл. 22 от Директива (ЕО) 2009/73. Българският газопреносен оператор изготвя 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 планове за развитие на мрежата служат за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общносттания 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 икономиката и енергетиката (МИЕ).

„Булгартрансгаз“ ЕАД е в процес на сертифициране като Независим газопреносен оператор. Със свое решение от 20.02.2015 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), одобри проекта на решение за сертифициране на „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор, като проекта на решение вече е нотифициран пред Европейската комисия.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ. Компанията е собственик и оператор на:

- Национална газопреносна мрежа с основно предназначение - пренос на природен газ на територията на България до газоразпределителни мрежи и индустриални потребители на природен газ;
- Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ с основно предназначение – пренос на природен газ през територията на България до съседните държави Румъния, Турция, Гърция и Македония;
- Подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“) с основно предназначение съхранение на природен газ за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и е елемент от гарантиране сигурността на доставките при изпълнение на стандарта N-1.

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.

Дружеството 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 (ПГХ) „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 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 има ключова роля и носи отговорност за функционирането на газопреносната система и развитието на газовия пазар в страната и региона. Стремещт непрекъснато да подобрява качеството на предлаганите услуги и да осигурява добавена стойност за развитието на газовия пазар в България е неразделна част от политиката на Дружеството. В резултат на устойчивия бизнес модел са много добрите финансови резултати на Дружеството, които се предвижда да се запазят в бъдеще и които са необходимо условие за осигуряване инвестиции в надеждността и развитието на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ.

Дружеството следва политика на прозрачност, равнопоставеност и отговорно поведение и работи за гарантиране на условия на сигурност и устойчиво развитие на пазара на природен газ в страната и региона. Като част от общеевропейската газова мрежа, „Булгартрансгаз” ЕАД се ръководи от изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, европейското и българското законодателства.

ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



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 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 1 700 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 49 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 945 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 214 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 газопреносни 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 и е оборудвано със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. ПГХ „Чирен“ е съоръжено 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 пластовете налягания и други фактори, е от 0,5 млн.м³/д (минимално) до 4,2 млн.м³/д максимално за добив, и от 0,5 млн.м³/д (минимално) до 3,16 млн.м³/д (максимално) за нагнетяване.

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

Входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 1/ Кардам – връзка между националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната 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 газопреносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната 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 газопреносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната 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 газопреносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната 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 газопреносната мрежа за транзитен пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната 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 газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от Трансгаз С.А. (Румъния), на българо-румънската граница в района на Русе/ Гюргево (предстоящ пуск в експлоатация през 2015 г.);

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



1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ

Дейностите по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД са регулирани и се извършват въз основа на издадените лицензи от ДКЕВР. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които следват 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 на природен газ от един единствен източник Руска Федерация. Природният газ достига до България по направление Русия – Украйна – Молдова – Румъния. ГИС Негру вода 1 е понастоящем единствения вход на газопреносната мрежа за внос на природен газ, като през 2014 г. през него са постъпили 93,5 % от количествата газ, необходими за покриване на нуждите на страната.

В газопреносната мрежа постъпва природен газ и от местен добив, но разработените находища са с ограничен ресурс и през 2014 г. са осигурили 6,5 % от годишното потребление в страната. НГПМ има две точки, на които са присъединени газопроводи на предприятия за местен добив – ГИС Провадия, от където постъпва газ, добиван в черноморския шелф и ГРС Плевен, където постъпват незначителни количества от добив във вътрешността на страната.

През 2014 г. количествата по източници на доставка са:

№	Вид доставка	Количество, млн.м ³	Относителен дял
1	Природен газ от внос	2 546	93,5%
2	Местен добив	176	6,5%
ОБЩО		2 722	100%

Основни клиенти на услугата пренос на природен газ до присъединените потребители и газоразпределителните мрежи в страната са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД и „Овергаз Инк.“ АД. Общественият доставчик е основният клиент на услугата съхранение на природен газ.

Въз основа на дългосрочен договор, ООО „Газпром експорт“ е резервирал значителна част от капацитета на транзитната газопреносна мрежа, като използва услугата за 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 местен 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 развитие на находището, местният добив нараства значително и достига своя пик през 2011 г. – 443 млн.м³ или 14% от националното потребление. За сравнение, местния добив през 2010 г. е едва 74 млн. м³ или 3% от националното потребление за тази година. От 2012 г. започва постепенно намаляване на добитите от местен добив количества в резултат от изчерпване на находището. Последните сеизмични изследвания на нови територии в блок Галата на нови територии 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 TransAtlantic), блок „А-Ловеч“ с прогнозиран ресурс от 13,7 млрд. м³.

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 и осигурява аварийен резерв. Хранилището е създадено на база на вече изчерпаното едноименно газово-кондензатно находище.

Разпределението на природен газ се извършва от регионални и локални газоразпределителни компании, работещи в условията на лицензионен режим и ценова регулация за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ. Клиенти на газоразпределителните дружества основно са домакинства и малки и средни предприятия (МСП).

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.

• **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 предприятия – 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 променящ се пазар на природен газ за постигане на по-висока степен на либерализация на пазара в България 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 2015 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 междусистемни връзки с Румъния, Гърция, Турция, Сърбия. Те ще осигурят възможност за доставки на природен газ от различни източници, което от своя страна ще допринесе за засилване на конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ. Новите газови връзки значително ще увеличат входния капацитет към България от Гърция и Турция и същевременно ще осигурят възможност за достъп и доставки на газ и от LNG терминалите в страните.

В региона се разглеждат и следните други потенциални газови проекти, които биха оказали влияние върху развитието на пазара, повишаване на диверсификацията и сигурността на газовите доставки и респективно върху развитието на инфраструктурата: Южен поток, който към момента е преустановен; идейният проект за реализиране на двупосочни доставки на природен газ през териториите на Словакия, Румъния, България, Унгария, Чехия и Австрия – Eastring; преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия.

Във връзка със засилените работи 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) се очаква 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“, участък „Девенци“ 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).

Към момента ПГХ „Чирен“ 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. Развитието на планираните междусистемни връзки с Турция, Гърция, Румъния и Сърбия ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен“ да има 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“.

В близките години се очаква стабилизиране и плавно повишаване на националното потребление на природен газ над нивата отпреди 2009 г.

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е нисък в сравнение с други газови пазари, но е с непрекъснат тренд на увеличение. Темп на нарастване се отчита и при потреблението на компресиран природен газ. Насърчаването 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 България.

България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на планираните нови проекти, които са в ход, има потенциал да се превърне в един от ключовите елементи за постигане на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона.

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 съществуващите 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 природния газ (икономически, технологични и екологични) доведоха до сравнително бързо нарастване на потреблението му през последните тридесет години в световен мащаб. Причината е в преминаването към малко отпадни и безотпадни технологии и в частност замаяната 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.

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

2.1 Гърция¹

Понастоящем страната ни има една точка на междусистемна свързаност 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 реверсивен пренос в посока България. От 1 януари 2014 г.

¹ Прегледът на пазара природен газ в Гърция е подготвен въз основа на Доклада на Световната банка, Eurostat, сайта на газопреносния оператор, вътрешнофирмени документи и кореспонденция с ДЕСФА С.А и други източници, посочени в текста.)

газопреносната система на България разполага с капацитет за физически пренос на газ в посока 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, достигайки до 4 млрд.м³/г. през 2008 г. През 2009 г. и 2010 г., вследствие на тежкия икономически спад потреблението е спаднало съответно до 3,4 млрд.м³/г. и 3,7 млрд.м³/г., за да достигне до нива над 4 млрд.м³/г през 2011 и 2012 г. Значителен дял в консумацията на природен газ заема производството на електроенергия, със средни стойности около 71% от търсенето за периода 1999 – 2009 г.

Основната част от потреблението се покрива от внос от източници на ВПГ в местни терминали; от газопроводната връзка с Турция и от газопроводната връзка с България с източник на доставка Русия.

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“, алжирската „Сонатрах“ (ВПГ) и турската „Боташ“, за доставка на природен газ с общ обем по тези договори от 4,2 млрд.м³/г. до 2016 г.

За да осигури нуждите си от природен газ, при растящо въртешно потребление, Гърция има възможност да ползва различни източници на доставка, включително изградения терминал за втечен природен газ в Ревитуса, който все още не е използва пълния си капацитет и има резерв за увеличаване на количествата за съхранение и подаване на газ.

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.

Турско-гръцкият интерконектор (ITG) има потенциал да достигне капацитет - 11,5 млрд.м³/г. (www.edison.it), тъй като е планиран да бъде част от интерконектора Турция – Гърция – Италия (ITGI). Развитието на този потенциал след инвестиционното решение за избор на проекта Трансадриатическия газопровод (TAP) за доставки на газ в Европа от консорциума „Шах Дениз II“ остава неясно.

На 28 юни 2013 г. консорциума „Шах Дениз II“ обяви избора си на проекта TAP за маршрут за пренос на природен газ от едноименното находище до Европа, а в края на 2013 г. взе окончателно инвестиционно решение за втория етап от разработването на находището. Съгласно обявеното, доставките за Европа (Италия, Гърция, България) се очаква да са в обем от 10 млрд.м³/г. (www.bp.com/en). Очаква се те да започнат към края на 2019 г., след изграждането на TAP.

Ключови за доставките на природен газ от находището Шах Дениз до България 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.

2.2 Турция²

Потреблението на Турция през 2013 г. е около 45,6 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, покривайки само около 3 % от вътрешното потребление в периода 1999 – 2009 г. чрез местен добив. Добивът на природен газ през 2010 г. е 0,7 млрд.м³/г. Турция внася природен газ основно от Русия. Въпреки това, обаче, дялът на внасяния от Русия газ в последните години намалява (54 % от вноса за 2010 г.), тъй като Турция диверсифицира снабдяването си с газ, внасяйки от Иран и Азербайджан, така също и чрез ВПГ предимно от Алжир и Нигерия. Капацитетът на ВПГ съставлява грубо 22 % от вноса на газ за 2010 г.

Съществуващата газова инфраструктура в страната е с трансграничен капацитет за внос от 53 млрд.м³/г. (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.

На 17 декември 2013 г. консорциумът „Шах Дениз II“ взе окончателно инвестиционно решение за втория етап от разработването на находището. В решението се посочва, че Република Турция ще може да разчита на допълнителни 6 млрд.м³/г., доставяни от азербайджанската компания СОКАР след 2018 г. (www.bp.com)

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 към момента е „Турски поток“, като се разглежда възможността отклонение от него да бъде изградено към България като част от маршрутите за доставки по него до страните от ЕС. Пренасочването на „Южен поток“ през Турция не е официално потвърдено към момента.

В случай, че останалите планирани нови проекти бъдат реализирани (например нов газопровод от Ирак (10 млрд.м³/г.), проектите от Южния 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.

При увеличаващо се потребление на природен газ, в обзримо 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 Турция от години изпълнява амбициозна програма по разширение на действащи газохранилища и изграждане на нови такива на своя

² Прегледът на пазара природен газ в Турция е подготвен въз основа на Доклада на Световната банка, сайта на газопреносния оператор, на база на вътрешнофирмени документи и кореспонденция с Боташ, както и на други източници, посочени в текста.

територия. Наред с двата изградени и действащи LNG терминала (Marmara Ereğlisi и Aliiaga), съответно с капацитет на съхранение на газа - 153 и 168 млн.м³, в страната работят и 2 газови хранилища – Sultanhani (Aksaray) и Silivri (Marmara), съответно с капацитет 1.5 и 2.7 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 и разширява газохранилище Silivri (Marmara), като към 2020 г., общия обем съхраняван газ в подземни газови хранилища на територията на Турция, заедно с капацитетите на двата LNG (ВПГ)-терминала, се очаква да надмине 8.0 млрд.м³. Тази амбициозна програма по съхранение на природен газ, която Турция изпълнява е във връзка и с обезпечаването на очакваните допълнителни газови потоци, които страната би могла да получи от Русия при пренасочване на проекта „Южен поток“ през турска територия.

Основен консуматор на природен газ в страната 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 до 5 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 Румъния³

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 (около 75 % - 80 % от потреблението) и наличие на значителен брой газохранилища.

Румъния има девет (физически) 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. 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) и 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.

³ Прегледът на пазара природен газ в Румъния е подготвен въз основа на Доклада на Световната банка, Eurostat, сайта на газопреносния оператор, както и на база на вътрешнофирмени документи и кореспонденция с Трансгаз С.А.

Разглеждат се възможности количествата да бъдат реализирани на пазара в Централна Европа, както и в Турция.

Балансът на търсенето се постига посредством внос на газ от Русия по договори с „Газпром“. През периода 1990 – 2002 г. вносът на природен газ от Русия е бил между 20-25% от общото потребление в страната.

През последните десет години търсенето намалява от 18 млрд.м³/г. през 2006 г. до едва 12,5 млрд.м³ през 2013 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-Армения) с капацитет 7 млрд.м³/г, както и проектът „Бял поток“ за доставки на каспийски газ директно през Черно море от Грузия. *(Доклад на Световната банка)*

2.4 Македония⁴

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 слабо натоварена, с коефициент на натоварване на газопровода от около 16 %.

От 2004 г. насам консумацията на природен газ в страната нараства плавно, но е все още на много ниско ниво и достига до около 160 млн.м³ /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.

⁴Прегледът на пазара природен газ в Македония е подготвен въз основа на Доклада на Световната банка, сайта на газопреносния оператор, както и на база на вътрешнофирмени документи и кореспонденция с ГА-МА АД

Министерството на икономиката на Македония прогнозира, че потреблението на природен газ ще нарасне значително през следващите години, след изграждането и въвеждането в експлоатация на ново ко-генериращи мощности за производство на топло и електроенергия (CHP) в страната. Отделно се предвижда и увеличение на потреблението на газ от домакинствата в страната. Прогнозите сочат, че търсенето на природен газ за периода до 2020 г. би могло по най-оптимистични оценки да достигне около 1 млрд.м³/г.

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 Сърбия⁵

Природният газ съставлява едва 13 % (2,5 млрд.м³/г. потребление през 2011 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 за 2012 г. да бъде 2,9 млрд.м³/г. и 3,4 млрд.м³/г. през 2020 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, очакваща скорошно преразглеждане.

Доставките на природен газ за Сърбия са предимно внос от Русия, който през 2011 г. 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 гарантиране сигурността на доставките, Сърбия разчита на проекта „Южен поток“, като същевременно проявява интерес и към различни други алтернативи за диверсификация на източниците и маршрутите на доставка посредством съхранение и 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. Това обстоятелство е ключова предпоставка за изграждане на планираните нови междусистемни връзки на България с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия и свързаността с трансграничните проекти („Южен поток“ и проектите от „Южен газов коридор“).

⁵ Прегледът на пазара природен газ в Сърбия е подготвен въз основа на Доклада на Световната банка, сайта на газопреносния оператор, както и на база на вътрешнофирмени документи и кореспонденция със Сърбиягаз

От своя страна, реализирането на планираните в региона инфраструктурни проекти 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 от един доставчик и/ или един маршрут и с това значително ще се увеличи сигурността на доставките в региона и респективно в България.

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

ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

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

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 2014 г. са 2 978 млн.м³ (с включени количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което бележи спад спрямо предходната година с 1,8 %.

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



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (2 722 млн. м³) и съответно - реално пренесените количества природен газ (2 978 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.

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.

2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНΟΣ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



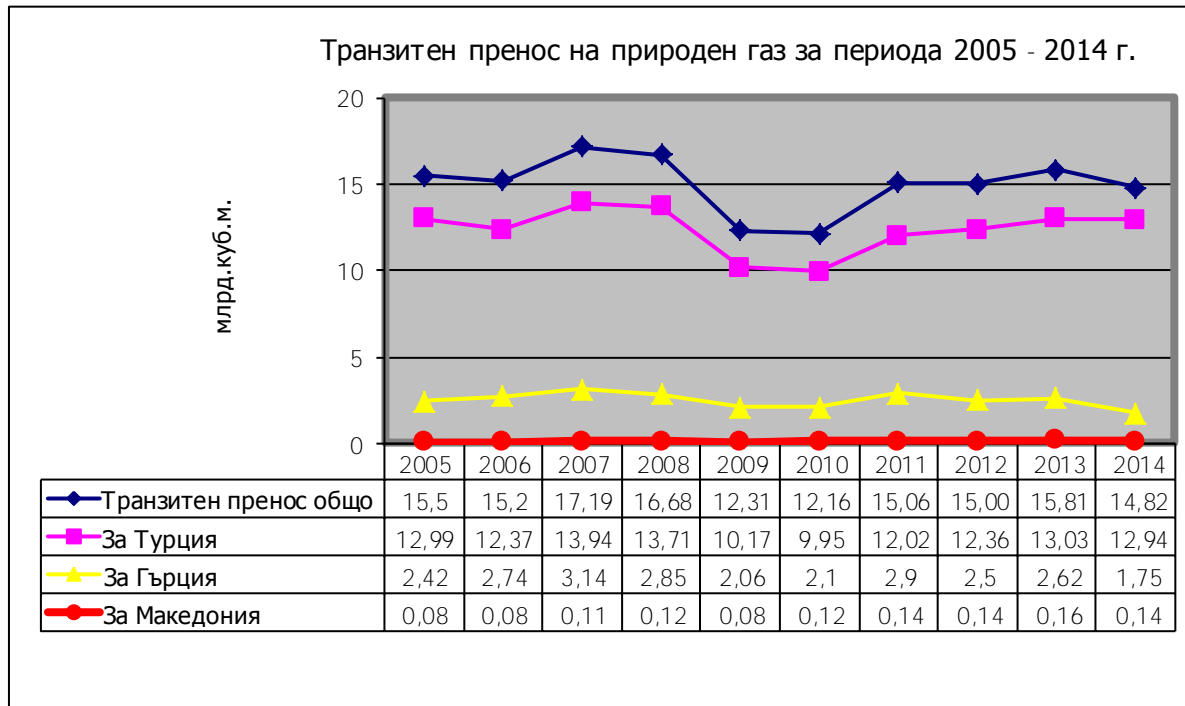
„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ през територията на България. Транзитният пренос на природен газ се осъществява чрез газопроводи с обща дължина 945 км и шест компресорни станции с обща инсталирана мощност 214 MW, осигуряващи доставките 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.

За осъществяване на тази дейност „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава Лицензия за пренос № Л-214-09/29.11.2006 г. издадена от ДКЕВР със срок от 35 години.

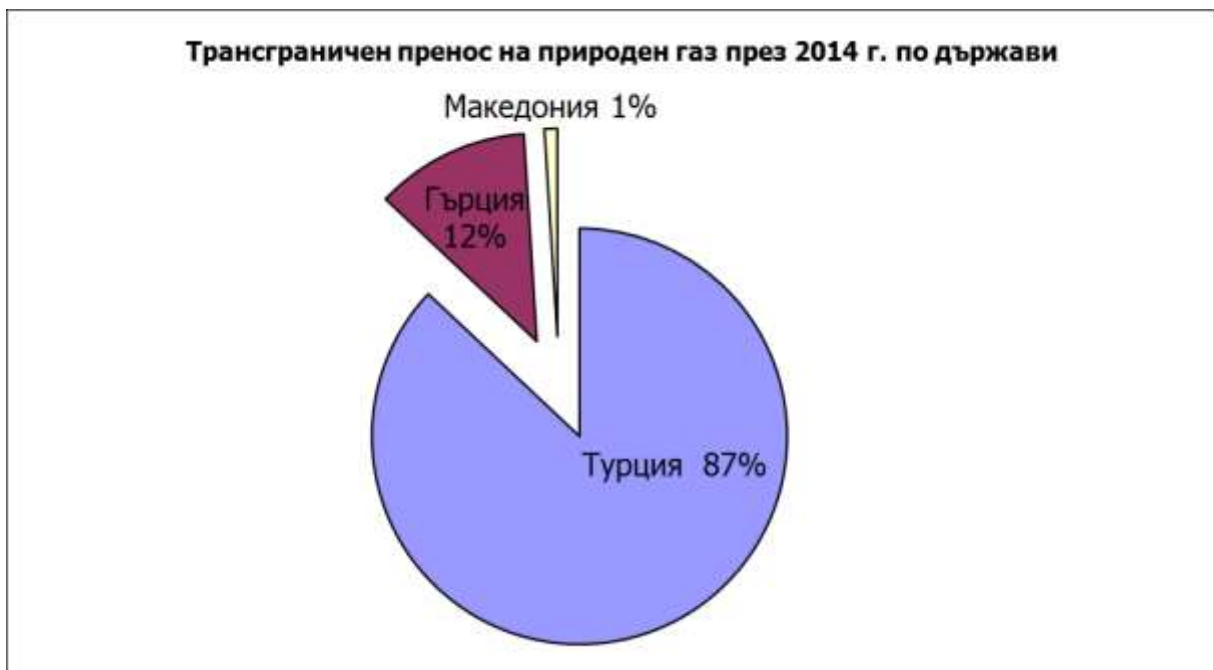
Транзитираните количества природен газ през 2014 г. са 14,82 млрд.м³ или с 6,3 % по-малко в сравнение с 2013 г. (15,81 млрд.м³). Максималният технически капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд.м³, като за съответните държави е както следва: Турция 14 млрд.м³/г; Гърция

3,0 млрд.м³/г; Македония 0,8 млрд.м³/г.

Транзитният – пренос през територията на България за периода 2005-2014 г., в това число по държави, е представен на следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2014 г. по държави е:



3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



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 съхраняваните 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. Общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД е задължен да поддържа стратегически резерв, а „Булгартрансгаз“ ЕАД да осигури капацитет от активния газ на газохранилището с цел за съхранението на този резерв. През 2014 г. са нагнетени 294 млн.м³ природен газ и са добити 273 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 2013 г. и 2014 г., млн. м³				
Месец	Добив		Нагнетяване	
	2013 г.	2014 г.	2013 г.	2014 г.
Януари	90	87	-	-
Февруари	74	75	-	-
Март	42	3	-	19
Април	-	-	-	46
Май	-	-	56	53
Юни	-	-	72	73
Юли	-	-	97	23
Август	2	11	71	0
Септември	-	-	39	51
Октомври	-	8	-	29
Ноември	-	46	-	0
Декември	30	43	-	0
Общо:	238	273	335	294

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 и сравнителен анализ на пазара на газ в ЕС и този на България.

Анализирана е връзката между крайното и първичното енергийно потребление (КЕП и ПЕП) и ръстът на БВП за минали периоди⁶.

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 България⁷, са следните:

- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 6 % годишно;
- Съотношението КЕП/ПЕП достига до и над 60 % през 2024 г.;
- Делът на природния газ в ПЕП през 2024 г. ѝ е 19%, при около 13 % през 2013 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 представено на графиките:



⁶ Национален статистически институт, www.nsi.bg; Eurostat, www.epp.eurostat.ec.europa.eu

⁷ Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., www.mi.government.bg



2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2014 г. търсенето е задоволявано, както следва:

- Внос от Руската федерация – 2 546 млн.м³ (93,5 %);
- Местен добив – 176 млн.м³ (6,5 %).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето за периода 2015-2029 г. е представена на графиката по-долу:



2.1 Внос

Към 2015 г. вноса 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, идващ 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 морския газопровод „Южен поток“ и руски газ по действащото към момента трасе;
- Природен газ добиван от Черно море.

След 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. 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 добив⁸

Прогнозата за нарастване на местния добив 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 очакванията за значителни залежи са насочени 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.куб.м. и дневен капацитет за добив достигащ до 1,2 млн. м³. /д (440 млн. м³ годишно), 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

⁸ 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

канадската компания TransAtlantic), блок „А-Ловеч“, включващо 4 участъка. Очакваните ресурси според одобрено инвестиционно предложение от страна на 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 следващите 5 г. е на база действащите към момента дългосрочни договори за транзитен пренос и очакваните нови резервации на капацитет в резултат от възникването 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. 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 ДОСТАВКИТЕ⁹

Оценката на риска е изготвена за периода 2015-2019 г., съгласно чл. 9 от Регламент (ЕС) №994/2010 на Европейския парламент и Съвета от 20 октомври 2010 г., относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета, е извършена на база на:

- Прогноза за пиковото потребление;
- Прогноза за местния добив на природен газ в страната;
- Очаквани нови капацитети при реализирането на новите междусистемни връзки с Турция, Гърция, Румъния и Сърбия;
- Планирани нови капацитети след оптимизиране на съществуващите изходни точки за работа в режим на реверсивен пренос.

Съгласно чл.6 на Регламент 994/2010/ЕС (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.

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 (съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация до 1.1.2015 г. инфраструктура) и целеви (изграждане и пускане в експлоатация на проектите от „общ интерес“, както и нови находища от местен добив), съгласно Регламент № 347/2013 на Европейския парламент и на съвета, относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и на други проекти).

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

$$N - 1 [\%] = \frac{\sum_{m=1}^7 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}} \times 100, \quad N - 1 \geq 100 \%$$

Където*:

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

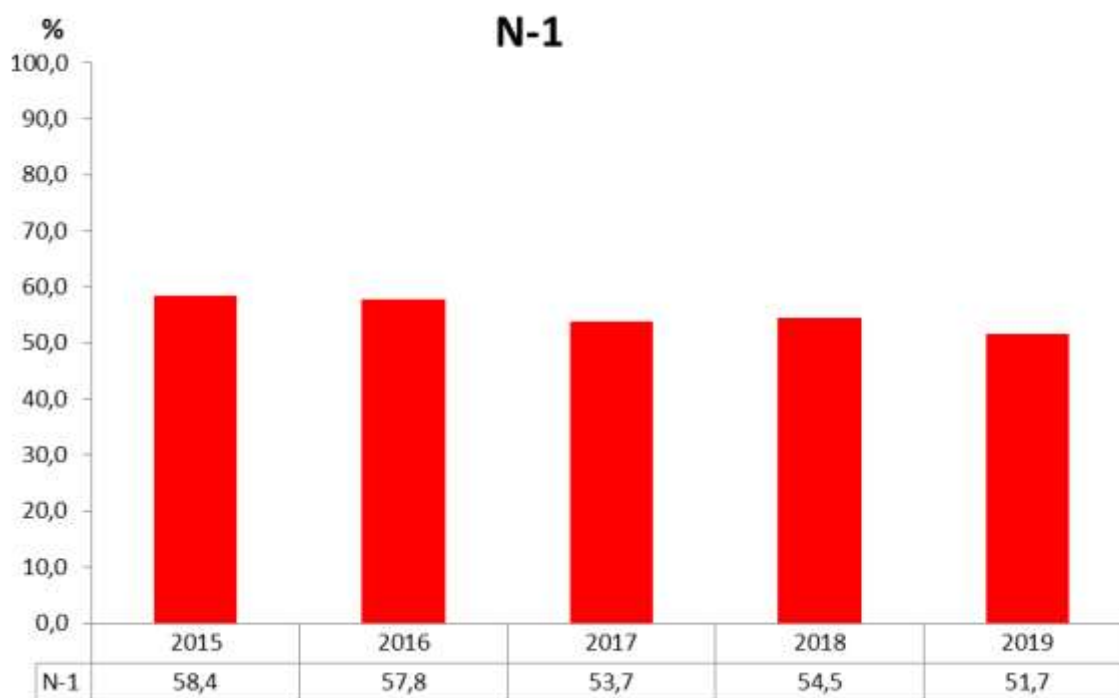
⁹ Информацията в този раздел е актуализирана, във връзка с актуализацията от Министерство на енергетиката на Превантивния план, съгласно Регламент (ЕС) 994/2010

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

*Всички капацитети в настоящия раздел са в млн.м³/д

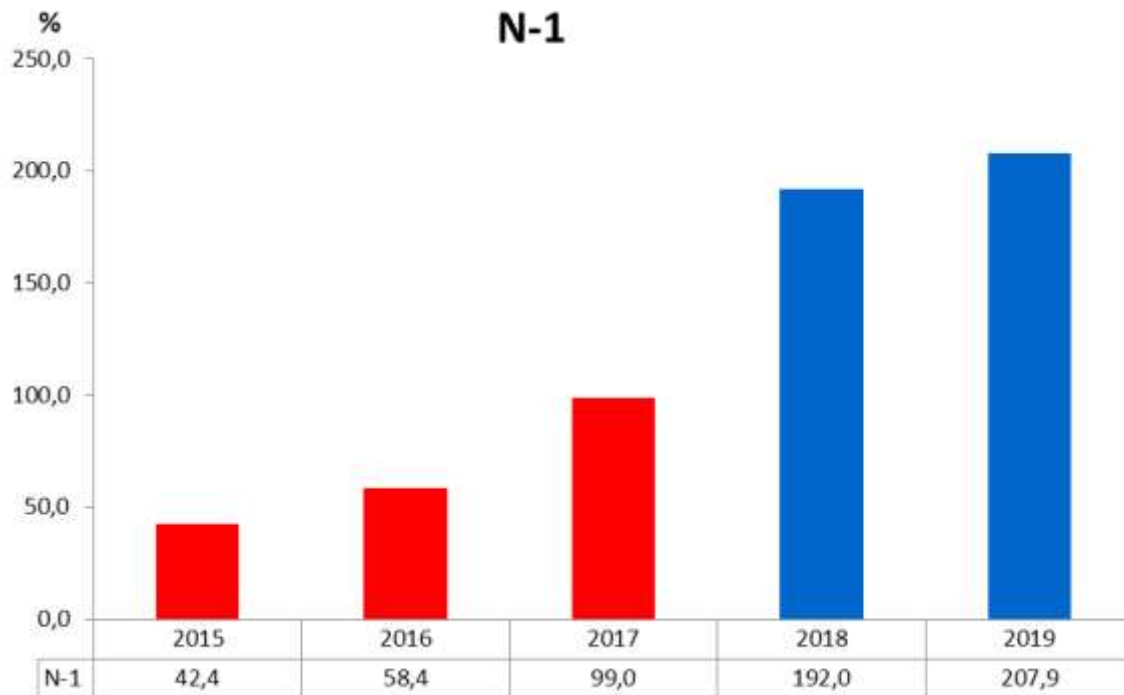
Резултатите от формулата N-1 за базовия сценарий за следващите 5 години, са следните:

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	Dmax	EP1=Imax	N-1
2015	2,41	4,2	0,0	3,0	0,0	1,4	0,0	18,8	20,27	58,4
2016	2,41	4,2	0,0	3,0	0,0	1,4	0,0	19,0	20,27	57,8
2017	2,41	4,5	0,0	3,0	0,0	1,4	0,0	21,0	20,27	53,7
2018	2,41	5,0	0,0	3,0	0,0	1,4	0,0	21,6	20,27	54,5
2019	2,41	5,0	0,0	3,0	0,0	1,4	0,0	22,8	20,27	51,7



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
2015	2,4	4,2	0,0	0,00	0,0	1,4	0,0	18,8	20,27	42,4
2016	2,4	4,2	0,0	3,08	0,0	1,4	0,0	19,0	20,27	58,4
2017	4,2	4,5	4,9	3,08	0,0	4,1	0,0	21,0	20,27	99,0
2018	4,2	7,0	4,9	3,08	9,1	4,1	9,1	21,6	20,27	192,0
2019	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 газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на Република България за един ден на изключително голямо търсене на газ.

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

С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно - за модернизирание на националната газопреносна инфраструктура, за модернизация на компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати и проекти за изграждане на междусистемни газови връзки.

ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2015-2024 Г.

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 страната. Състоянието и развитието на газова инфраструктура е съществена предпоставка за развитието и либерализацията на газовия пазар в страната. Същевременно, в качеството си на комбиниран газов оператор в държава-членка на ЕС, съгласно енергийното законодателство, Дружеството има задължения 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, предвидени да бъдат извършени в периода 2015 - 2024 г.

Предвидените за периода 2015 - 2024 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните основни цели:

- 1. Повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газова 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 и 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 „Южен поток“ 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 добивната газопроводна мрежа на добивни 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 10 години и обхваща периода 2015 – 2024 г.

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите – десетгодишен, и 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 2015 – 2017 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 2015 – 2024 г. – таблица 2;
- проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015 – 2024 г., за които все още не е взето 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 2015 – 2017 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 2015 – 2017 г. в окрупнен вид са представени в следващата таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнато преди 2015 г., но работата по тях продължава и през периода 2015 –2017 г. За такива обекти в таблицата е посочена само очакваната стойност на инвестициите, през посочения тригодишен период.

Таблица 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015 – 2017 г. по окупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2015-2017 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“, „Петрич“, „Лозенец“, „Странджа“ чрез интегриране на нискоемисионни ГТКА и преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери на компресорни станции „Провадия“, „Странджа“, „Кардам 2“	2015-2016	64 229
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и инспекции	2015-2017	16 409
1.2. Национална газопреносна мрежа		
Модернизация на САУ на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“	2015 - 2017	6 592
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2015 -2017	8 125
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
2.1. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкция и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: Девня, Септември, Перник, Иваняне, Русе - Запад, Исперих, и др.	2015-2017	5 354
3. ПГХ Чирен		
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения	2015 - 2016	16 625
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Национална газопреносна мрежа		
Изграждане на нови измервателни линии на ГРС „Бургас“, ГРС „Ловеч“, АГРС „Севлиево“ и др.	2015-2017	1 354
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня.	2015 - 2017	2 662
2. Съхранение на природен газ		
Изграждане на нови сондажи и шлейфи	2015 – 2017	19 620

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015 – 2017 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
Изграждане на компресорна мощност в ПГХ „Чирен“ и подмяна и/или рехабилитация на надземни съоръжения	2015 - 2017	20 700
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Оптични кабелни магистрали: от район Ботевград до ПГХ „Чирен“, от КВ „Батулци“ - КВ „Николаево“ – ГРС „Плевен“, от КС „Ихтиман“ до ГИС „Дупница“ и в участъците КС „Полски Сеновец“ – КВ „Миладиновци“ – АГРС „Търговище“ и КВ „Николаево“ - КС „Полски Сеновец“	2015-2017	15 368
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	2015	5 149
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“	2015-2017	32 220
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		
„Преносен газопровод високо налягане Добрич-Силистра и АГРС Силистра“	2015	823
Газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй“ и АГРС „Оряхово“	2015 - 2016	9 289
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог	2015 - 2017	17 365
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – АГРС „Игнатиево“; ГИС „Чирпан“, ГИС „Дерманци 2“, ГИС „Стамболово“, ГИС „Разград“	2015-2016	1 806

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 2015 – 2024 Г.

Таблица 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за преноси съхранение на природен газ в периода 2015 – 2024 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		
Свързване с Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)	2015-2017	9 620
Свързване с Междусистемна газова връзка България - Сърбия	2015-2017	4 000
Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)	2015-2019	100 386

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2015 – 2024 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.

Таблица 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2015 – 2024 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията ¹⁰ 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	2017-2019	60 000
Преоборудване на горивните системи на 6 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2015 - 2019	16 050
Проекти за рехабилитация, модернизация и	2015 - 2019	154 300

¹⁰ Посочен е очакваният размер на инвестицията на „Булгартрансгаз“ ЕАД по обекти за съответния период

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2015 – 2024 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията¹⁰ хил.лв.
разширение на съществуващата национална газопреносна инфраструктура		
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/	2015-2017	2 950
3. Инвестиции в предпроектни проучвания		
Проучване за замяна на нисконадеждна техника за пренос в компресорните станции	2015 - 2018	5 440
4. Съхранение на природен газ		
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“	2015 - 2019	200 300

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015 – 2024 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 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;
 - предпроектни 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, модернизация и рехабилитация;
- машини и оборудване.

4.1. Тригодишна инвестиционна програма (2015-2017), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение

в хил. лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2015 г.	Общо 2016 г.	Общо 2017 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	137 162	135 151	72 199
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	39 237	84 654	54 633
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	8 514	22 963	3000
Линейна част	6 507	22 713	3000
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	485	250	0
Комуникационни и информационни системи	1 522	0	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	18 478	29 595	24 262
Линейна част	9 242	15 829	16 462
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	30	0	0
Комуникационни и информационни системи	3 143	10 456	6 300
АГРС и ГИС	6 063	3 310	1 500
<i>Съхранение на природен газ</i>	5373	19060	17670
Комуникационни и информационни системи	3	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	4 370	8 060	7 670
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	1 000	11 000	10 000
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	6 872	13 036	9 701
Линейна част	2 490	1 885	0

Програма / Раздел	Общо 2015 г.	Общо 2016 г.	Общо 2017 г.
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 975	9 546	9696
Комуникационни и информационни системи	2407	1 605	5
<u>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</u>	86 937	41 769	10 566
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	71 124	20 154	4 450
Линейна част	2 642	680	150
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	68 482	19 474	4 300
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	7 028	11 397	5 786
Линейна част	2750	620	500
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	2 987	8 198	3 802
АГРС и ГИС	1 291	2 579	1484
<i>Съхранение на природен газ</i>	7387	9588	0
Комуникационни и информационни системи	350	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 434	9 588	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	603	0	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	1 398	630	330
Линейна част	463	130	330
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	415	0	0
Комуникационни и информационни системи	20	0	0
Централно диспечерско управление	500	500	0
<u>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</u>	10988	8 728	7 000

4.2. Инвестиционна програма за периода 2018-2024г., 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
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	33 056	34 000	35 990	37 100	37 900	38 804	40 960
<i>РАЗДЕЛ 1.1 - Изграждане на нови обекти</i>	<i>8 873</i>	<i>9 800</i>	<i>10 250</i>	<i>10 800</i>	<i>11 300</i>	<i>11 817</i>	<i>12 644</i>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	2 950	3 250	3 400	3 600	3 800	4 013	4 294
Национална газопреносна мрежа	4 025	4 450	4 650	4 900	5 100	5 304	5 675
Съхранение на природен газ	0	0	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	1 898	2 100	2 200	2 300	2 400	2 500	2 675
<i>РАЗДЕЛ 1.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i>	<i>16 183</i>	<i>17 200</i>	<i>17 740</i>	<i>18 300</i>	<i>18 600</i>	<i>18 987</i>	<i>20 316</i>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	10 130	10 500	10 700	10 900	11 000	11 200	11 984
Национална газопреносна мрежа	3 673	4 050	4 250	4 500	4 600	4 692	5 020
Съхранение на природен газ	700	800	840	850	900	953	1 020
Общи за разпределяне по видове дейности	1 680	1 850	1 950	2 050	2 100	2 142	2 292
<i>РАЗДЕЛ 1.3 - Доставка на машини и оборудване</i>	<i>8 000</i>	<i>7 000</i>	<i>8 000</i>	<i>8 000</i>	<i>8 000</i>	<i>8 000</i>	<i>8 000</i>

4.3. Инвестиционна програма за периода 2015-2024 г., включваща инвестиционни дейности, за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение

в хил. лева, без ДДС

	Общо 2015 г.	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	3 595	92 326	169 220	182 260	114 000	102 000	73 000	72 000	42 000	42 000
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	470	18 266	100 000	118 000	94 000	30 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Национална газопреносна мрежа	2725	11 120	8 020	3 060	0	70 000	60 000	60 000	30 000	30 000
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	100	2 940	1 200	1 200	0	1 000	2 000	1 000	1 000	1 000

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, развитието на инфраструктурата в 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 на сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ.

Ключови за пазарната интеграция в региона 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, но този процес от етапа на проучването до реалното изграждане и пускане в експлоатация би отнел поне 7-8 г.

Приоритет за „Булгартрансгаз“ ЕАД в качеството му на комбиниран газов оператор е ефективното изпълнение на българските проекти от първия списък с „проекти от общ интерес“. В списъка с проекти от „общ интерес“¹¹, публикуван от Европейската комисия на 14.10.2013 г. са включени следните инфраструктурни проекти, планирани за изграждане на територията на България: Рехабилитация и модернизация на съществуващата газопреносна система, Междусистемна връзка Гърция-България (IGB), Проект за осигуряване на двупосочен капацитет в съществуващата точка на свързване между Гърция и България – Кулата/Сидирокастро (вече изпълнен), Междусистемна връзка България-Сърбия, Проект за разширение капацитета на ПГХ „Чирен“, Проект за Изграждане на ново газохранилище на територията на България и Междусистемната връзка България-Турция (ITB).

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

5.1 Осъществяване на свързаност с паневропейски проекти

5.1.1 Осъществяване на междусистемна свързаност на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД с проекта „Южен поток“

Развитието на проекта до м. декември 2014 г. предвиждаше изграждането на нова газопреносна инфраструктура за пренос на природен газ от Русия, през Черно море и територията на България до Централните части на Европейския съюз. За реализацията

¹¹ Официален списък на проектите от „общ интерес“, интернет страницата на Европейска комисия, Дирекция енергетика

на проекта на българска територия е учредена проектна компания „Южен поток България“ АД, в която акционери с равни дялове са БЕХ ЕАД (50%) и ОАО Газпром (50%). Предвиждаше се газопроводът да се свърже с транзитната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД в района на гр. Провадия. Понастоящем е налице неопределеност по отношение на концепцията за бъдещото развитие на проекта.

В периода по активна работа по проекта и преди изявленията за евентуалното му спиране беше избран вариант на трасе на територията на Р. България и определена точката на свързване с газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Тя е планирана в района на КС Провадия и е с две отклонения - към националната газопреносна мрежа, с максимален капацитет 3,3 млрд.м³/г и към газопреносната мрежа за транзитен пренос (ГМТП), с максимален капацитет до 22 млрд. м³/год.

След изразеното намерение за преустановяване на проекта „Южен поток“ и пренасочването му през Турция до нов газов хъб на турско-гръцката граница, 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, отчасти припокриващ трасето на „Южен поток“. Работното име на този газопровод към момента е „Турски поток“, като се разглежда възможността отклонение от него да бъде изградено към България като част от маршрутите за доставки до страните от ЕС.

Същевременно, към началото на м. април 2015 г., България не е информирана официално за спирането на проекта, като сключените по този повод междуправителствени споразумения на Русия със страните по трасето са действащи.

Свързването с газопреносната мрежа за транзитен пренос беше планирано за 2016 г., а с националната газопреносна мрежа за 2017 г.

5.1.2 Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България

Идеята за изграждане на газов хъб в България е лансирана за първи път на правителствено ниво на 10.12.2014 г., а на 12.12.2014 г. България изпрати официално предложение на Европейската комисия за изграждане на газов хъб на територията на страната с писмо до заместник-председателя на Европейската комисия за Енергийния съюз Марош Шефчович, като в него се отбелязва, че Р. България ще разчита на подкрепата и финансовата помощ от Европейския съюз и е подчертано, че подобен проект може да бъде реализиран приоритетно заедно с интерконекторните връзки и да бъде в унисон с плана „Юнкер“ и формирането на Европейски енергиен съюз, като допринася за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците и маршрутите.

Създаването на газов хъб изисква осигуряване на източници на доставка на природен газ и едновременно с това осигуряване на необходимата инфраструктура за преноса на тези количества през територията на България. Концепцията 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. Предимство на България при предложението проект е добре развитата българска

газопреносна инфраструктура и изграждащите се интерконектори със съседните страни.

В Хъбът биха могли да постъпват количества природен газ от различни източници – руски природен газ през морския газопровод „Южен поток“, руски газ 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. Идеята за изграждането на газов център е подкрепена със стратегическото географското разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и проектите за междусистемни връзка с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия, което може да се използва като актив и за всички партньори в ЕС и в региона, като с изграждането на хъба могат да бъдат осигурени необходимите количества газ на конкурентни пазарни цени.

Идеята за хъба е на основата на реална физическа точка в района на гр. Варна, до която достигат газопроводи на производители на природен газ, да се осигури безпрепятствен транзит на значими количества газ за по - нататъшно транспортиране, като в същото време на тази точка се организира и място за търговия с газ – хъб, на който всеки пазарен участник би могъл ако желае да извършва сделки с природен газ.

Концепцията за газовия хъб, разработена от „Булгартрансгаз“ЕАД, към момента включва следните проекти:

- Изграждане на нова инфраструктура на два етапа, състояща се от 844 км газопроводи с преобладаващ диаметър Dn 1200 от Варна до Оряхово, осигуряваща допълнителен капацитет от 42,6 млрд.м³/г. и две нови компресорни станции с обща инсталирана мощност 265 MW за осигуряване на необходимото налягане за пренос. Очаква се I етап да бъде реализиран до края на 2019, а II етап до края на 2022 г. Очакваната инвестиция е в размер на 2 100 млн. евро;
- Модернизация на съществуващата мрежа за транзитен пренос – чрез изграждане на 50 км лупинг Dn 1200 от Провадия до село Рупча, подмяна на 20 км (2x10 км) съществуващи газопроводи Dn 1000 от КС „Странджа“ до границата с Турция, както и повишаване на мощността на КС Странджа с 10 MW. Реализацията на проекта ще осигури нов капацитет от 6 млрд.м³/г към Турция. Планира се да бъде изграден до края на 2022 г. Очакваната инвестиция е в размер на 103 млн. евро;
- Модернизация на националната газопреносна мрежа, Северен полупръстен, чрез изграждането на 383 км лупинг Dn 700 от КС „Вълчи дол“ до л.к. Нови Искър. С реализацията на този проект ще се осигури нов изходен капацитет от 4 млрд.м³/г. в направления Сърбия (през IBS), Румъния (през IBR) и ПГХ „Чирен“ (за пренос при нагнетяване и добив, в размер на до 500 млн.м³/г.). Очаква се да бъде реализиран до края на 2022 г. Очакваната инвестиция е в размер на 195 млн. евро;

Благоприятното развитие на гореизброените нови проекти в периода 2019-2022 г. ще осигури общо нов капацитет за пренос от 52,6 млрд.м³/г., което в пълна степен удовлетворява амбицията на България да се превърне в значим газов хъб (разпределителен газов център) в Югоизточна Европа.

Общият размер на инвестицията за постигането на тази цел е около 2,4 млрд. евро.

5.1.3 Развитие на газовата инфраструктура в България във връзка с проекта Eastring

Проектът за развитие на газовата инфраструктура на територията на България, във връзка с реализацията на проект Eastring на територията на Румъния и Унгария, се намира в идейна фаза и реализирането му ще бъде в зависимост от варианта на трасе, който ще бъде избран.

Предвижда се Eastring да започне от съществуващата КС Велке Капушани в Словакия, да премине през територията на Унгария и да достигне до румъно-българската граница в района на село Кардам. Разглеждат се различни варианти на трасе, според които дължината на газопровода варира между 744 км и 1 015 км, а капацитетът между 20 и 40 млрд.м³/г.

Концепцията, разработена на този етап от „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда изграждането на нов газопровод от района село Странджа в близост до границата с Турция до района на село Кардам в близост до границата с Румъния, с дължина 258 км, диаметър Dn 1400 и работно налягане 75 bar, както и изграждане на нова компресорна станция в района на село Странджа с инсталирана мощност 60 MW.

Капацитетът на новия газопровод е 20 млрд.м³/г., а очакваната инвестиция е в размер на 700 млн. евро.

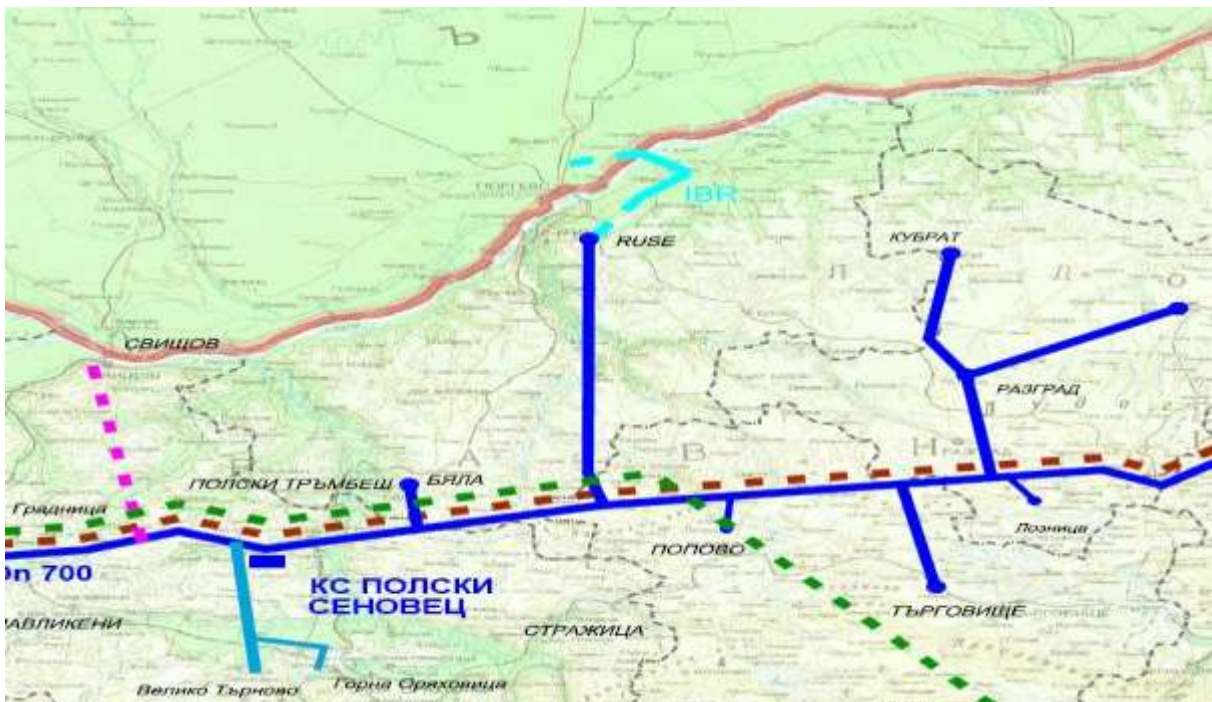
Очакваният срок за изпълнение е средата на 2022 г.

С изпълнението на проекта ще бъде осигурен коридор за доставки на природен газ между България, газовите пазари на Централна Европа, Западна Европа и Турция.

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.

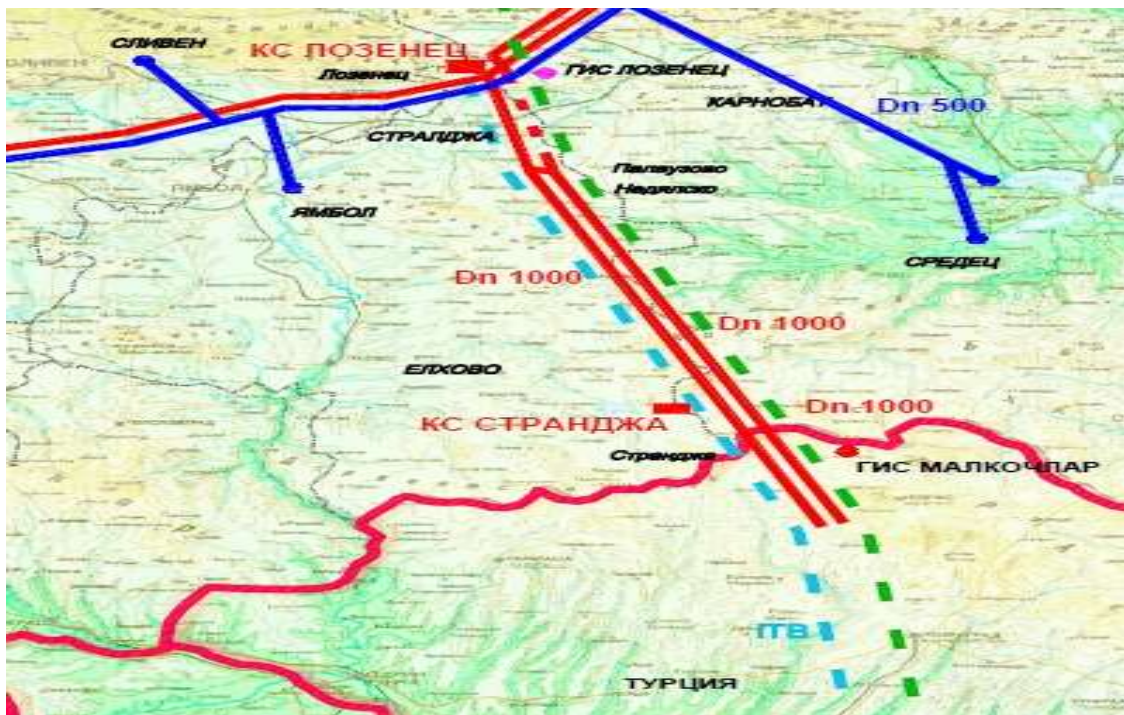
Прогнозната обща стойност на проекта е определена на 23, 823 млн. евро. Съгласно Решение на ЕК С(2010)5962 от 06.09.2010 г., на двете компании е отпусната безвъзмездна финансова помощ по „Европейската енергийна програма за възстановяване“ /ЕЕПВ/ в размер до 8, 9 млн. евро.

Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,5 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.

Предвидено е газопроводът да бъде изграден и въведен в експлоатация през 2015 г.

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 и приблизително 130 км на турска), с капацитет около 3 млрд.м³/годишно.

Проектът, като част от приоритетния Южен газов коридор е ключов по отношение на 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.

Оценявайки ползите от реализирането на Междусистемната връзка България – Турция, Европейската комисия я определи като един от българските газови проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013. На 21 Ноември 2014 г. ЕК публикува списък с дейности, избрани да получат финансова подкрепа по Механизма за свързване на Европа CEF-Energy. Сред тях е Преинвестиционно проучване за проект междусистемна връзка България-Турция. Максималният размер на финансовата подкрепа е 190 000 евро. Проучването ще бъде изпълнявано през втората половина на 2015 г., като на база на резултатите от същото ще бъдат определени окончателните параметри на проекта.

Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация е 2018 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 му на бенефициент по процедура на директно предоставяне на безвъзмездна помощ в рамките на ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“ 2007-2013 г.

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.

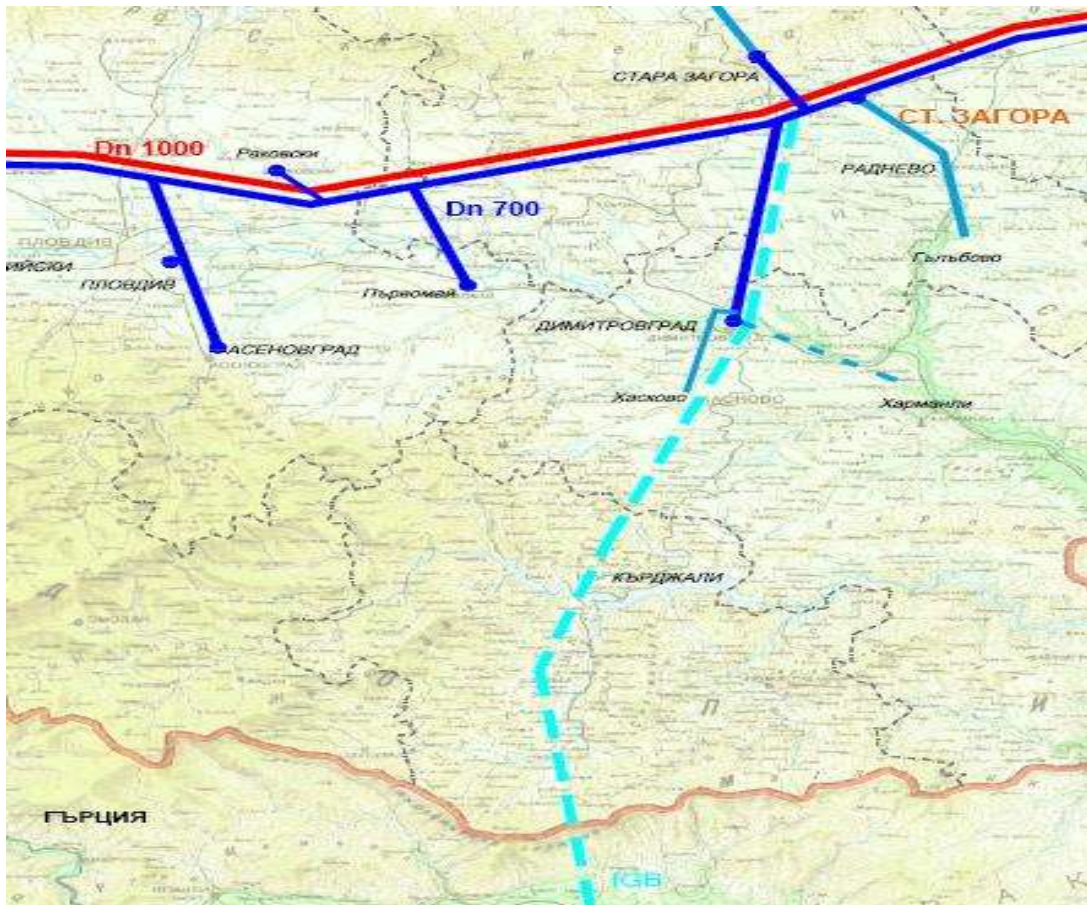
Междусистемната връзка е един от българските газови проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013.

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 3,1 млрд. м³.

За строежа 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. Възложено е изработването на ПУП – окончателен проект и инвестиционен проект (фази – технически и работен проект) и провеждане на необходимите процедури за придобиване на вещни права върху имотите за площадките към газопровода и учредяване на сервитут за линейната част на газопровода.

Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е краят на 2017 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 и 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 безвъзмездната 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 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“

Проектът за разширение на съществуващото газохранилище 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 дебита при добив и при нагнетяване.

Съгласно завършения през 2010 г. Технологичен проект за експлоатация и разширение на ПГХ „Чирен“, разработени са четири варианта за разширение на газохранилището, които визират постепенно увеличаване на резервоарното налягане до 180 bar. Като икономически най-изгоден проектантът (чешката фирма MND) предлага Вариант 3, т.е. Активен газ 1 млрд. nm^3 , дебит на нагнетяване и добив 8-10 млн. $\text{nm}^3/\text{д}$ и максимално резервоарно налягане до 150bar . 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 е предвидено провеждането на допълнителни изследвания (провеждане на 3D сеизмични изследвания, геомеханично симулиране и наземен газов анализ).

С изпълнението на проекта се предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. m^3 и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. $\text{m}^3/\text{ден}$.

Проектът е обявен за проект от „общ интерес“ в Анекс 7 на Регламент (ЕС) 347/2013, като част от клъстер 6.20 Increase storage capacity in South-East Europe. Предимство на ПГХ „Чирен“ е, че то е вече действащо хранилище и допълнителният капацитет за съхранение би бил реализиран в значително по-кратки срокове в сравнение с тези за изграждане на нови съоръжения за съхранение, в този смисъл проектът за неговото разширение се явява първи етап от концепцията за разширение на капацитета за съхранение в региона.

С проекта за неговото разширение 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 общоевропейски пазар, тъй като ПГХ „Чирен“ е неразделна част от регионалната газова система, състояща се от междусистемни връзки, LNG терминали и хранилища.

В средносрочен времеви хоризонт с развитието на газовите проекти в региона и повишаването на пазарната интеграция, 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.

Във връзка с проекта за разширение е изработен „Технологичен проект за експлоатация на ПГХ Чирен“, а в периода 2015-2016 г. е предвидено изпълнението на

геоложки и геофизични проучвания и изследвания - Геомеханично симулиране на Чиренския резервоар, 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура и Наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура.

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.

Необходимостта от увеличаване на капацитета за съхранение в България и региона на Югоизточна Европа е идентифицирана и от Европейската комисия, като в Регламент (ЕС) 347/2013 на Европейския парламент относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, за проекти „от общ интерес“ е обявен и проектът за изграждане на ново газохранилище на територията на България.

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 подпомаганена 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 Силистра**

Газопроводът от град Добрич до град Силистра е в процес на изграждане, което е планирано да приключи в рамките на 2014 г. Той е с дължина 80 км, с диаметър DN 350 мм, работно налягане Pn 54 bar и капацитет за пренос на 100 000 м³/ч. Проектът включва и изграждане на АГРС с капацитет от 40 000 м³/ч в западната промишлена зона на Силистра.

Инвеститор на проекта е „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Изпълнител на строително-монтажните дейности по проекта е италианската фирма С.А.Л.П. АД.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 9 214 000 евро, а съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 3 072 000 евро. Администратор на средствата на МФК е Европейската банка за възстановяване и развитие.

Планирано е газопроводът да бъде изграден и въведен в експлоатация през 2015 г.

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

Проектът включва 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.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 10 200 000 евро, а съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 4 372 000 евро. Администратор на средствата на МФК е Европейската банка за възстановяване и развитие.

Планирано е газопровода да бъде изграден и въведен в експлоатация през 2016 г.

- **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.

- **Газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп**

Планирано е газопроводът да бъде с дължина около 64 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 (или КВ Росен), разположен на Южния полупръстен на МГ (магистрален газопровод) до АГРС при гр. Панагюрище, трасе от гр. Панагюрище до гр. Пирдоп и АГРС южно от тях.

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.

- **Газопроводно отклонение до Свищов**

Газопроводът е с очаквана дължина 36 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.

5.4.3.2 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 Сопот. Освен тези общини с отклонението ще могат да се захранят и с. 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. Сроктът 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.

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

5.5.1. Модернизация на компресорни станции „Странджа“, „Лозенец“, „Петрич“ и „Ихтиман“

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

В обхвата на модернизацията са включени проектиране, доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на шест комплекта 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.

Срокът за въвеждане в експлоатация на три от модернизиранияте компресорни станции е края на 2015 г., а на КС „Петрич“ е през 2016 г.

5.5.2. 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 трябва да имат възможност управлението на ГКА и КС да се извършва от диспечерската зала и да сведе до минимум присъствието на хора в машинна зала на компресорния цех. За целта трябва да се изградят 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 обекта да бъде въведен в експлоатация края на 2017 г.

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

Към момента няма изградени очистни съоръжение 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.

5.5.4. Изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“

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. 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 проектът да бъде въведен в експлоатация до края на 2016 г.

5.5.5. Изграждане на оптични кабелни магистрали: от КС Ихтиман до ГИС Дупница, Ботевград-Чирен, Батулци-Николаево-Плевен, Полски сеновец – Търговище и Николаево – Полски сеновец

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 три места – при КС „Ихтиман“, КС „Лозенец“ и КС „Кардам“. Технологичната връзка при КС Ихтиман АП1 е в експлоатация от началото на 2014 г., а технологичната връзка БП1 е предвидена да се изпълнява през 2015 г.

Технологичните връзки при КС „Лозенец“ и КС „Кардам“, всяка с капацитет 7,2 млн. м³/д е планирано да бъдат въведени в експлоатация в началото 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.

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2015-2024 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 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 2015-2024 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 позволява 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	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024
Зона Национална газопреносна мрежа (НГПМ)						
Входен капацитет	26,18	29,35	29,35	43,95	65,96	65,33
IP Негру вода 1	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	10,27
IBR		0,08	0,08	0,08	0,08	4,56
IGB				9,1	9,1	9,1
ITB					9,1	9,1
IBS				5,50	5,50	5,50
Южен поток					10	10
ГИС "Чирен"/ връзка с ПГХ при добив	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	4,8
Местен добив	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	6
Връзка с ГМТП (вход)	0	3,08	3,08	3,08	6	6
Изходен капацитет	41,04	45,60	54,70	69,30	120,22	127,02
IP Негру вода 1/Кардам*	12	12	12	12	60	60
Изходна зона България	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
IBR		4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
IGB			9,1	9,1	9,1	9,1
ITB				9,1	9,1	9,1
IBS				5,50	5,50	5,50
ГИС "Чирен"/ връзка с ПГХ при нагнетяване	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	10
Връзка с ГМТП (изход)	3,08	3,08	3,08	3,08	6	6
Зона Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)						
Входен капацитет	62,36	62,36	62,36	62,36	65,28	125,28
IP Негру вода 2,3/ Кардам	58,28	58,28	58,28	58,28	58,28	58,28
Южен поток						
IP Кулата/Сидирокастро*	1	1	1	1	1	1

IP Странджа/Малкочлар*						60
Връзка с НГПМ (вход)	3,08	3,08	3,08	3,08	6	6
Изходен капацитет	58,27	61,36	66,16	66,16	69,07	129,07
IP Странджа/Малкочлар	45,12	45,12	49,92	49,92	49,92	49,92
IP Кулата/Сидирокастро	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27
IP Жидилово	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Изходна зона България	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Връзка с НГПМ (изход)	0	3,08	3,08	3,08	6	6
IP Негру вода 2,3/ Кардам*						60

* 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), както и свързаността с газопровода „Южен поток“ са по проектна информация към м. април 2015 г. и подлежат на промяна

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

„Десетгодишен план за развитие мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015 – 2024 г. ” представя плановете за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в България в следващите десет години, като част от единната европейската газова инфраструктура и общоевропейския газов пазар.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е отговорна компания, работеща в условията на динамично променящи се реалности 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 2015 – 2024 г. са поддържане на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура, модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващите газопреносни мрежи и съоръжения, развитие на междусистемната свързаност и разширение на капацитета за съхранение на природен газ.

В периода 2015-2024 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 планираните намерения 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 общоевропейска газова мрежа.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да насочи инвестиционната си активност 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 до 2020 г., приета от Министерския съвет с Решение № 133 от 09 март 2011 г.

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 свързването им със съществуващата газопрееностна мрежа

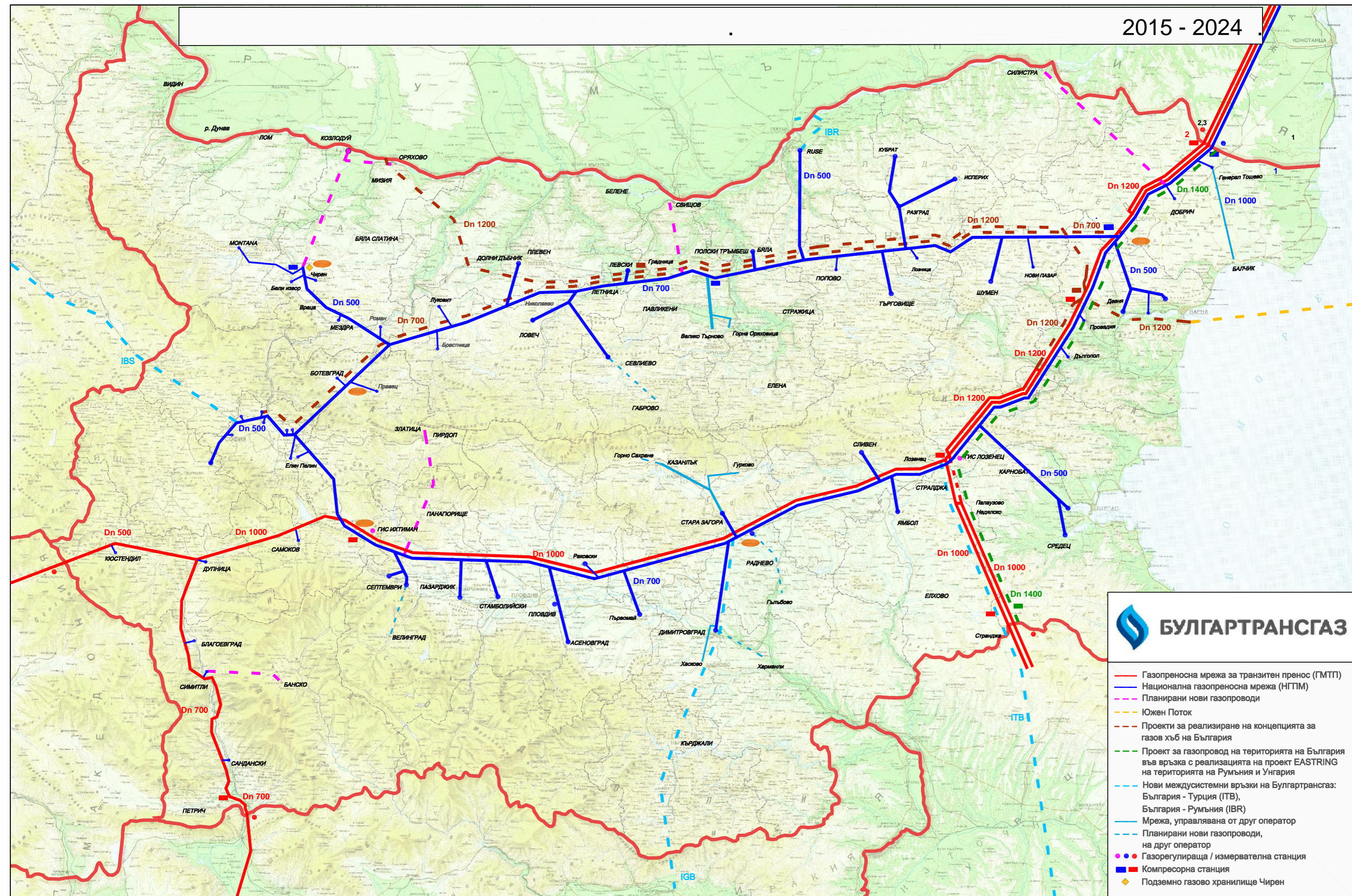
№	Проект	Окончателно инвестиционно решение (FID)	Срок за приключване	Изпълнител	Очаквана стойност на инвестицията на "Булгартрансгаз" ЕАД	Финансиране	Дължина	Изменение на капацитета/тип	Бележки
1	Междусистемна връзка България - Румъния (IBR)	да	2015	"Булгартрансгаз" ЕАД и Трансгаз С.А.	~ 13 млн. € (23,8млн. € -стойност на целия проект)	€4,3 млн Европейската енергийна програма за възстановяване (EPRP) ~ € 8,5 млн. собствено	общо 25км, от 15 км български участък и 2,5км 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	2018	"Булгартрансгаз" ЕАД и Боташ	~ 50 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	~ 75км български участък ~ 120 км турски участък	около 3 млрд.м ³ /г постоянен двупосочен (входящ-изходящ)	Проектът се намира в етап на прединвестиционни проучвания с цел определяне на конкретни параметри за реализация.
3	Междусистемна връзка Гърция-България (IGB)	не	2018	"Ай Си Джи Би" АД	~ 5 млн. € (210 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 газопрееностна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД в района на Стара Загора.
4	Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)	не	2017	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 газопрееностна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД.
5	Южен поток (свързване с газопрееностната система)**	да	2016/2017	"Южен Поток България" АД	~ 5 млн. €	собствено	-	над 20 млрд.м ³ /г входящ	Основната инфраструктура в Р. България се реализира от „Южен Поток България“ АД. Свързването с газопрееностната система на "Булгартрансгаз" ЕАД е планирано да бъде при входна точка в района на КС „Провадия“.
6	Концепция за изграждане на газов хъб в България - проекти за нова инфраструктура и за модернизация на съществуващата инфраструктура	не	2019-2022	"Булгартрансгаз"	~2 400 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	844 км нови газопроводи (предимно Dn 1200) + 265 MW нови КС, лупинги и подмяна на 60 км съществуващи газопроводи и увеличаване на мощността на КС Странджа с 10 MW по мрежата за транзитен пренос, лупинг 383 км Dn 700 по националната мрежа	Нов капацитет от 52,6 млрд.м ³ /г изходящ	Проектите са в идейна фаза.
7	Изграждане на газопровод в България, във връзка с изграждането на газопровода Eastring на територията на Унгария и Румъния	не	2022	"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

2015 - 2024



- Газопроводна мрежа за транзитен пренос (ГМТТ)
- Национална газопроводна мрежа (НГПМ)
- Планирани нови газопроводи
- Южен Поток
- 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