

# **ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2014 – 2023 г.**

**29 април 2014 г.**

**Одобрен с Решение по Протокол № 40/29.04.2014 г. от заседание на  
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**

**Внесен за одобрение в ДКЕВР на 30.04.2014 г. с писмо Вх.№  
Е-15-45-7/30.04.2014 г.**

**СЪДЪРЖАНИЕ:**

<b>ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ</b> .....	<b>4</b>
<b>ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ</b> .....	<b>6</b>
<b>ВЪВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>8</b>
<b>ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД</b> .....	<b>10</b>
<b>ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b> .....	<b>12</b>
<b>ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА</b> .	<b>14</b>
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ .....	14
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА .....	16
<b>ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b> .....	<b>22</b>
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
<b>СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО</b> .....	<b>27</b>
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ .....	27
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО .....	29
<b>СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ</b> .....	<b>32</b>
<b>ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2014-2023 Г.</b> .....	<b>34</b>
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2014 – 2016 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 2014 – 2023 Г. ....	38
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2014 – 2023 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ .....	39
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2014 – 2023 г. ....	40
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ .....	45
<b>ИЗПОЛЗВАНЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ВЪВ</b>	

<b>ВРЪЗКА С ПРЕДВИДЕНИТЕ В ПЕРИОДА 2014-2023 Г. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ .....</b>	<b>57</b>
1. РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТИТЕ НА ГАЗОПРЕНОСНИТЕ ИНФРАСТРУКТУРИ В СТРАНАТА.....	57
2. СЦЕНАРИИ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА КАПАЦИТЕТИТЕ НА ВХОДНИТЕ И ИЗХОДНИТЕ ТОЧКИ ОТ/ КЪМ ГАЗОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ НА "БУЛГАРТРАНСГАЗ" ЕАД.....	61
<b>ИЗВОДИ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>64</b>

**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** – Втечен природен газ

**ГИС** – Газоизмервателна станция

**ГО** – Газопроводно отклонение

**ГРС** – Газорегулираща станция

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

**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)

**м<sup>3</sup> 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

**ПГХ** – подземно газохранилище

**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](http://www.nsi.bg))
- Данни за потреблението на природен газ, Eurostat ([www.epp.eurostat.ec.europa.eu](http://www.epp.eurostat.ec.europa.eu))
- Национален енергиен баланс на Република България за периода 2001-2012 г.
- Списък Проекти от „общ интерес“, Интернет страницата на Европейска комисия, Дирекция енергетика, ([www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu))
- Доклад на Световната банка, Economic Consulting Associates Ltd (ECA) и Infraproject 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 SA ([www.transgaz.ro](http://www.transgaz.ro))
  - DESFA S.A. ([www.desfa.gr](http://www.desfa.gr))
  - Botas ([www.botas.gov.tr](http://www.botas.gov.tr))
  - JP Srbijagas ([www.srbijagas.com](http://www.srbijagas.com)) ГА-МА АД ([www.gama.com.mk](http://www.gama.com.mk))
  - DEPA, S.A. ([www.depa.gr](http://www.depa.gr))
  - ITGI ([www.edison.it](http://www.edison.it))
  - TAP ([www.trans-adriatic-pipeline.com](http://www.trans-adriatic-pipeline.com))
  - Shah Deniz ([www.bp.com](http://www.bp.com))
- Прогноза за потреблението на газ в страната на Обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД ([www.bulgargaz.com](http://www.bulgargaz.com))
- Информация, свързана добива на природен газ в България, интернет страницата на Petroceltic International Plc (бившата "Мелроуз Рисорсиз"), ([www.petroceltic.com](http://www.petroceltic.com))
- Бизнес програма на "Булгартрансгаз" ЕАД за периода 2014 – 2018 г., одобрена с Протокол на УС на "Булгартрансгаз" ЕАД №32/07.01.2014 г. и Протокол на Надзорен съвет на "Булгартрансгаз" ЕАД № НС 21/22.01.2014 г.
- Годишна програма за инвестиции и поддръжка за 2014-2016 г., одобрена с Протокол на УС на "Булгартрансгаз" ЕАД №32/07.01.2014 г. и Протокол на Надзорен съвет на "Булгартрансгаз" ЕАД № НС 21/22.01.2014 г.
- Информация от други вътрешнофирмени документи и кореспонденция със заинтересовани страни
- Регионален Инвестиционен План „Централна и Източна Европа“ 2012-2021 г.
- Регионален Инвестиционен План „Южен коридор“ 2012-2021 г.
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSOG 2013-2022 г.

Цитирана нормативна база: Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и Регламент (ЕО); Регламент (ЕО) № 994/2010



**БУЛГАРТРАНСГАЗ**

на Европейския парламент и Съвета относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета; Закон за енергетиката (изм. ДВ. бр.66 от 26 Юли 2013 г.);

## ВЪВЕДЕНИЕ

---

Десетгодишният план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014 – 2023 г. очертава визията за развитие на Дружеството в качеството му на независим газопреносен оператор. Тя е в съзвучие с основните европейски и регионални приоритети - гарантиране на сигурността на доставките в България и региона, постигане на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ и утвърждаването на интегриран единен газов пазар.

Основната цел на Плана е да даде максимална прозрачност за бъдещите характеристики на преносните мрежи и съоръженията за съхранение на природен газ на Дружеството. По този начин всички участници на пазара ще бъдат информирани и имат възможност да вземат дългосрочни инвестиционни решения.

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.

В настоящия план са посочени и анализирани причините и факторите, обуславящи нуждата от планираните проекти и нови инвестиции, както и тяхното времево разпределение. В предстоящия десетгодишен период, инвестиционната политика на „Булгартрансгаз“ ЕАД е фокусирана върху проекти, насочени към:

- Свързването с „Южен поток“ - ключов проект за газопровод, който ще осигури диверсификация на газотранспортните маршрути за доставка на руски природен газ за Европа;
- Изграждането на нови междусистемни връзки със съседните страни - Румъния, Гърция, Турция и Сърбия;
- Съдействие и координация 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;
- Развитие на съществуващите газопреносни мрежи и системата за съхранение на природен газ чрез изграждане на нови преносни газопроводи и съоръжения към тях и разширение на съществуващото газохранилище;
- Европейска интеграция на газопреносните мрежи чрез осъществяване на реверсивна техническа свързаност с газопреносните мрежи на съседните страни и създаване на възможности за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ;
- Увеличаването на преносния капацитет в страната и към съседните държави;
- Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи съоръжения за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда;
- Текущата поддръжка на съществуващите съоръжения за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация;
- Присъединяването на добивните газопроводни мрежи на добивните

предприятия;

- Достъпът до природен газ на нови общини и на нови крайни потребители;

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 за страната. Тя ще способства също така за осигуряване на либерализиран пазар на природен газ и съответно по-голям избор, включително ценови, за участниците на пазара, повишаване на сигурността на доставките и на газоснабдяването като цяло и намаляване на енергийната зависимост на страната.

Десетгодишният план отчита насоките и целите, заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. и е стъпка към постигането на свободен пазар на природен газ, както на национално ниво така и на ниво общ либерализиран европейски газов пазар.

С оглед постигане на 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 плановете 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 в изпълнение на чл. 22 от Директива (ЕО) 2009/73, както и 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.

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

## **ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД**

---

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е в процес на сертифициране като Независим газопреносен оператор.

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 регулаторния орган 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 и надеждното функциониране на газопреносната система, 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. Освен оперативното управление на газотранспортната система се извършва инженерингова, инвестиционна и сервизна дейност.

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

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. Стремещът 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. Последица от 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 на 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 при спазване на принципите на равнопоставеност и прозрачност. 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 ПРЕНΟΣ 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 др. съпътстващи съоръжения. Техническият ѝ капацитет за пренос възлиза на 7,4 млрд.м<sup>3</sup>/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 се транспортират основно количества природен газ от входна точка на българо-румънска

граница до Турция, Гърция и Македония. Техническият ѝ капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 18,7 млрд.м<sup>3</sup> / годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.

„Булгартрансгаз“ ЕАД изгради и от 1.1.2014 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, както и с компресорна станция, с обща инсталирана мощност от 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение до 550 млн.м<sup>3</sup> природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите налягания и други фактори, е от 0,5 млн.м<sup>3</sup>/денонощие (минимално) до 4,2 млн.м<sup>3</sup>/денонощие максимално за добив, и от 0,5 млн.м<sup>3</sup>/денонощие (минимално) до 3,16 млн.м<sup>3</sup>/денонощие (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), 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), 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).

**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).

**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 2014 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;

**Входно-изходна точка ГИС Чирен** - връзка между националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газохранилището 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 лицензии от ДКЕВР. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които следват европейското законодателство в областта.

Природният газ, който се доставя до газопреносната система на страната за нуждите на българския пазар, към момента се осигурява от внос от Русия и местен добив, като през 2013 г. количествата по източници на доставка са:

№	Вид доставка	Количество, млн.м <sup>3</sup>	Относителен дял
1	Природен газ от внос	2 538	90,2%
2	Местен добив	277	9,8%
	ОБЩО	2 815	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.

ООО „Газпром експорт“, въз основа на дългосрочен договор, използва 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.

В периода 2000-2004 г. местният добив на природен газ в страната е символичен – под 1% от потреблението 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.м<sup>3</sup> или 14% от националното потребление. За сравнение, местния добив през 2010 г. е едва 74 млн. м<sup>3</sup> 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. Независимо от това, последните сеизмични изследвания в блок Галата на нови територии показват 23% вероятност за наличието на нови 3,5 млрд. м<sup>3</sup> 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 прогнозирано количество от 13,7 млрд. м<sup>3</sup>.

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 колебания в потреблението и осигурява аварийен резерв. Хранилището е създадено на база на вече изчерпаното едноименно газово находище.

Газоразпределението се извършва от регионални и локални газоразпределителни компании – предимно частни, работещи в условията на лицензионен режим и ценова регулация за дейността разпределение. Клиенти на газоразпределителните дружества са домакинства и малки и средни предприятия (МСП).

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

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

- „Булгартрансгаз“ ЕАД - комбиниран 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, одобрени от ДКЕВР;
- 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 обществено снабдяване с дейността разпределение на природен газ доставят природен газ до крайни потребители присъединени към техните мрежи. Техен ангажимент е изграждането и развитието на газоразпределителните мрежи, в съответствие с одобрени от ДКЕВР дългосрочни бизнес планове и условия;
- Небитови потребители на природен газ;
- Битови потребители на природен газ.

- **Пазарен потенциал и перспективи за развитие**

Булгартрансгаз“ ЕАД работи в условия на динамично променящ се пазар на природен газ и полага усилия за постигане на по-висока степен на либерализация на пазара в България и региона. През 2013 г. е налице недостатъчна степен на конкуренция на източниците на газ за националния газов пазар, поради което 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 основните входни точки Негру вода 1 и Негру вода 2,3.

Съгласно целите за развитие и инвестиционните планове на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в периода 2014-2023 г. се очаква да бъдат очертани следните тенденции:

- Диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ;
- Нови входни точки към газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в т.ч. и от местен добив;
- По-пълно използване на преносния капацитет на съществуващата инфраструктура и увеличаване на трансграничния капацитет:
  - Съвръзност със съседните страни - изграждане на междусистемни връзки с Румъния, Сърбия, Гърция и Турция и даване на възможност за постоянен двупосочен капацитет на съществуващите връзки с Румъния и Гърция;
  - Съвръзване на съществуващата инфраструктура с газопровода „Южен поток“ и с проекти от Южния газов коридор;
  - Разширяване капацитета за съхранение, добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“;
  - Изграждане на ново подземно газово хранилище на територията на страната;
  - Достъп до терминали за регазификация на втечен природен газ (ВПГ).
- Стабилизиране на пазара и плавно повишаване на националното потребление на природен газ над нивата отпреди световната финансова криза;
- Повишаване дела на местния добив в общия микс на източници на доставка на природен газ в страната (основно от развитието на газокондензатно находище Койнаре - блок „А-Ловеч“ - участък Девенци, като се има предвид настоящия добив и бъдещ потенциал на блок Галата);
- Насърчаване на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони;

## 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. Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови връзки между преносните системи на България с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия.

Прегледът на пазарите на природен газ в съседните страни очертава основните

тенденции за развитие на регионалния газов пазар:

## 2.1 Гърция<sup>1</sup>

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. газопреносната система на България разполага с капацитет за физически пренос на газ в посока България през тази точка в обем от 3 млн.м<sup>3</sup>/д, от които 1 млн.м<sup>3</sup>/д твърд капацитет и 2 млн.м<sup>3</sup>/д прекъсваем.

Потреблението на природен газ в Гърция се е увеличило повече от два пъти през последното десетилетие, достигайки до 4 млрд.м<sup>3</sup>/г. през 2008 г. През 2009 г. и 2010 г., вследствие на тежкия икономически спад потреблението е спаднало съответно до 3,4 млрд.м<sup>3</sup>/г. и 3,7 млрд.м<sup>3</sup>/г., за да достигне до нива над 4 млрд.м<sup>3</sup>/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.

Въпреки че Гърция произвежда малко количество природен газ от местен добив, по-голямата част от потреблението се покрива от внос, което през 2009 г. идва от: източници на ВПГ в местни терминали (22%); от газопроводната връзка с Турция (20 %); от газопроводната връзка с България с източник на доставка Русия (57 %).

Обществената газова компания ДЕПА (DEPA) е обявила няколко прогнози за търсенето на природен газ в Гърция, вариращи от предполагаеми нива от 5,9 и 8,1 млрд.м<sup>3</sup>/г. към 2015 г. и 6,2 и 8,8 млрд.м<sup>3</sup>/г. към 2020 г. Изхождайки от последните икономически и политически събития в Гърция, би следвало да се възприеме по-консервативна прогноза за търсенето на природен газ.

DEPA има три дългосрочни договора с чужди компании за доставка на природен газ - с руската „Газпром експорт“, алжирската „Сонатрах“ (ВПГ) и турската „Боташ“, за доставка на природен газ с общ обем по тези договори от 4,2 млрд.м<sup>3</sup>/г. до 2016 г.

Гърция има различни източници за доставка, които може да използва, за да осигури нуждите си от газ при растящо вътрешно търсене.

Терминалът за ВПГ в Ревитуса все още не е използвал пълния си капацитет и има резерв за увеличаване на количествата за съхранение и подаване на газ.

През 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.м<sup>3</sup>/г. в западна Гърция.

Турско-гръцкият интерконектор (ITG) има потенциал да достигне капацитет - 11,5 млрд.м<sup>3</sup>/г. ([www.edison.it](http://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.

---

<sup>1</sup> 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.)

На 28 юни 2013 г. консорциума "Шах Дениз II" обяви избора си на проекта ТАР 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.м<sup>3</sup>/г. ([www.bp.com/en](http://www.bp.com/en)). Очаква се те да започнат към края на 2019 г., след изграждането на ТАР.

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 от в посока България, така и бъдещият интерконектор България-Гърция (IGB), предвид обсъжданата възможност за реализиране на потенциална точка на свързване между ТАР и IGB в близост до гр. Комотини, Гърция.

## **2.2 Турция<sup>2</sup>**

Потреблението на Турция през 2010 г. е около 39 млрд.м<sup>3</sup>, като през 2020 г. се очаква да достигне до между 55 и 62 млрд.м<sup>3</sup>. 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.м<sup>3</sup>/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 разнообразява снабдяването си с газ, внасяйки от Иран и Азербайджан, така също и чрез ВПГ от Алжир и Нигерия. Капацитетът на ВПГ съставлява грубо 22 % от вноса на газ за 2010 г.

Сравняването на бъдещите нива на потребление с договорените нива на бъдещи доставки показва, че Турция би могла да се изправи пред недостиг на газ от 2015 г. нататък. Трябва да се отбележи, че договорът за доставки на ВПГ от Алжир изтича през 2014 г.

Съществуващата газова инфраструктура в страната е с трансграничен капацитет за внос от 53 млрд.м<sup>3</sup>/г. (6,6 млрд.м<sup>3</sup>/г. от Азербайджан, 10 млрд.м<sup>3</sup>/г. от Иран, 16 млрд.м<sup>3</sup>/г. от „Син поток“, 5,6 млрд.м<sup>3</sup>/г. от ВПГ, 14 млрд.м<sup>3</sup>/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.м<sup>3</sup>/г., доставяни от азербайджанската компания СОКАР след 2018 г. ([www.bp.com](http://www.bp.com))

---

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

Ако останалите планирани нови проекти бъдат реализирани (например нов газопровод от Ирак (10 млрд.м<sup>3</sup>/г.), проектите от Южния коридор и новия терминал за ВПГ на Южния бряг (10 млрд.м<sup>3</sup>/г.)), Турция ще има още по-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.

Северозападната част на Турция се явява основен консуматор на природен газ в страната. Понастоящем газопрееносната система на Турция изпитва затруднения в осигуряване на доставките на газ за региона на Истанбул. В страната се отчита сезонна потребност през зимния период от допълнителни количества газ от балканското направление поради наличието на недостатъчен капацитет за съхранение. В тази връзка е налице допълнителен потенциал за разширение на междусистемната свързаност между България и Турция, като икономически целесъобразен размер на допълнителния капацитет по оценка на „Булгартрансгаз“ ЕАД е между 3 и 5 млрд.м<sup>3</sup>/г.

### **2.3 Румъния<sup>3</sup>**

Румъния се отличава с газова промишленост с отдавна установени традиции, с характерен местен добив (около 75 % - 80 % от потреблението), с добре развита газопрееносна инфраструктура, висока степен на развитие на разпределителните мрежи, както и подземни съоръжения за съхранение на природен газ.

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.м<sup>3</sup>. Тези количества биха били достатъчни да задоволят потреблението на Румъния за 50 години напред.

Балансът на търсене 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 намаля от 18 млрд.м<sup>3</sup>/г. през 2006 г. до около 13 млрд.м<sup>3</sup>/г. Очаква се умерено нарастване до нива от приблизително 17 млрд.м<sup>3</sup>/г. през 2020 г.

Съществуващите договори за доставка с „Газпром“ са с прогнозен максимален годишен обем от 7,5 млрд.м<sup>3</sup>/г. На база прогнозите за потреблението и нивата на местния добив се очаква, че недоговорения обем с оглед задоволяване на нуждите на Румъния ще бъде около 1 млрд.м<sup>3</sup> към 2018 и 3,5 млрд.м<sup>3</sup> към 2020 г. Тази оценка предполага, че Румъния ще се нуждае от нови пътища за доставка.

Програмата за развитие на инфраструктурата в Румъния включва редица възможности за мащабни нови източници на доставка – пълно използване на капацитета на съществуващия интерконектор с Унгария (4 млрд.м<sup>3</sup>/г), проектът за ВПГ AGRI (Азербайджан-Грузия-Армения) с капацитет 7 млрд.м<sup>3</sup>/г, както и проектът „Бял поток“ за доставки на каспийски газ директно през Черно море от Грузия. *(Доклад на Световната банка)*

Наличието на междусистемна връзка на Румъния с Унгария дава възможност за пренос на централноевропейски газ към Южна Европа до територията на България. Допълнителна потенциална възможност за използване на капацитета за доставка към

---

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

България са и запасите от газ в Румъния.

От друга страна Румъния уверява, че в близко бъдеще интерконекторът с Унгария ще бъде изцяло двупосочен, което ще позволи доставки на газ през България и Румъния за европейския пазар. Тези условия определят и изключителната важност на намиращият се в финална фаза на строителство двупосочен интерконектор Русе-Гюргево.

#### **2.4 Македония<sup>4</sup>**

Пазарът на природен газ в Македония е в процес на развитие и само северната част на страната е газифицирана. Понастоящем единствената междусистемна газова връзка на Македония е с транзитната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с проектен капацитет 1 млрд.м<sup>3</sup>/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 се увеличава всяка година, но е все още на много ниско ниво и достига около 160 млн.м<sup>3</sup> през 2013 г. Природният газ се използва предимно в промишлеността (като крайно потребление) и от областните топлофикационни дружества (производство на топлинна енергия). Понастоящем в Македония няма изградена газоразпределителна мрежа.

Министерството на икономиката на Македония прогнозира, че потреблението ще нарасне значително през следващите години, вследствие на построяването и експлоатацията на няколко комбинирани завода за производство на топло и електроенергия (СНР), чието въвеждане в експлоатация се очаква да стане след 2014 г., както и на увеличеното потребление на газ от домакинствата в страната. Макар че природният газ съставлява едва 3 % от първичното енергийно потребление (ПЕП) на Македония, прогнозите сочат, че търсенето на природен газ за периода 2015 – 2020 г. би могло по най-оптимистични оценки да достигне около 1 млрд.м<sup>3</sup>/г.

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

#### **2.5 Сърбия<sup>5</sup>**

Сърбия е частично газифицирана, с единствена входна точка на преносната си мрежа на сръбско-унгарската граница. Природният газ съставлява само 13 % (2,5 млрд.м<sup>3</sup>/г. потребление през 2011 г.) от първичното енергийно потребление. Промислените потребители съставляват 63 % от потреблението, следвани от домакинствата (20 %) и районните 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.м<sup>3</sup>/г. и 3,4 млрд.м<sup>3</sup>/г. през 2020 г. Търсенето се очаква да бъде повлияно от увеличената консумация на домакинствата и промишленото търсене посредством

---

<sup>4</sup> *Прегледът 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*

<sup>5</sup> *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*

планирано развитие на разпределителните мрежи. Това се подчертава от съществуващата енергийна стратегия на сръбското правителство, очакваща скорошно преразглеждане.

Сърбия разчита предимно на внос от Русия, който през 2011 г. е много 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.м<sup>3</sup>/г. до 2020 г.

За гарантиране сигурността на доставките, Сърбия разчита на реализацията на Южен поток, като същевременно проявява интерес и към други алтернативи за диверсификация на източниците и маршрутите 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 предпроектно проучване и прединвестиционна подготовка. В средносрочен план газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД се очаква да бъде в състояние да осигури капацитет и възможност за доставка на тези алтернативни количества, при реализацията на другите планирани интерконекторни връзки и международни проекти за газопроводи в региона.

## **2.6 Извод от анализа на пазарите на природен газ в региона**

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. Едновременно с това, прогнозите за увеличаващо се търсене на природен газ в държавите от региона 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, проектите от Южен газов коридор).

От своя страна, реализирането на планираните инфраструктурни проекти в синергия ще доведе до стабилна интеграция на газовия пазар в региона. Ще бъдат създадени и благоприятни условия за диверсификация и съответно до намаляване на зависимостта от един доставчик и един маршрут и с това ще се увеличи значително сигурността на доставките в страната и региона.

В резултат на всичко това, съществуващият трансграничен твърд изходящ капацитет на газопреносната система на Дружеството - 18,7 млрд.м<sup>3</sup>/г. на транзитната газопреносна мрежа и около 3 млрд.м<sup>3</sup>/г на националната газопреносна мрежа (в зависимост от националното потребление) ще да бъде използван по-ефективно.

## ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

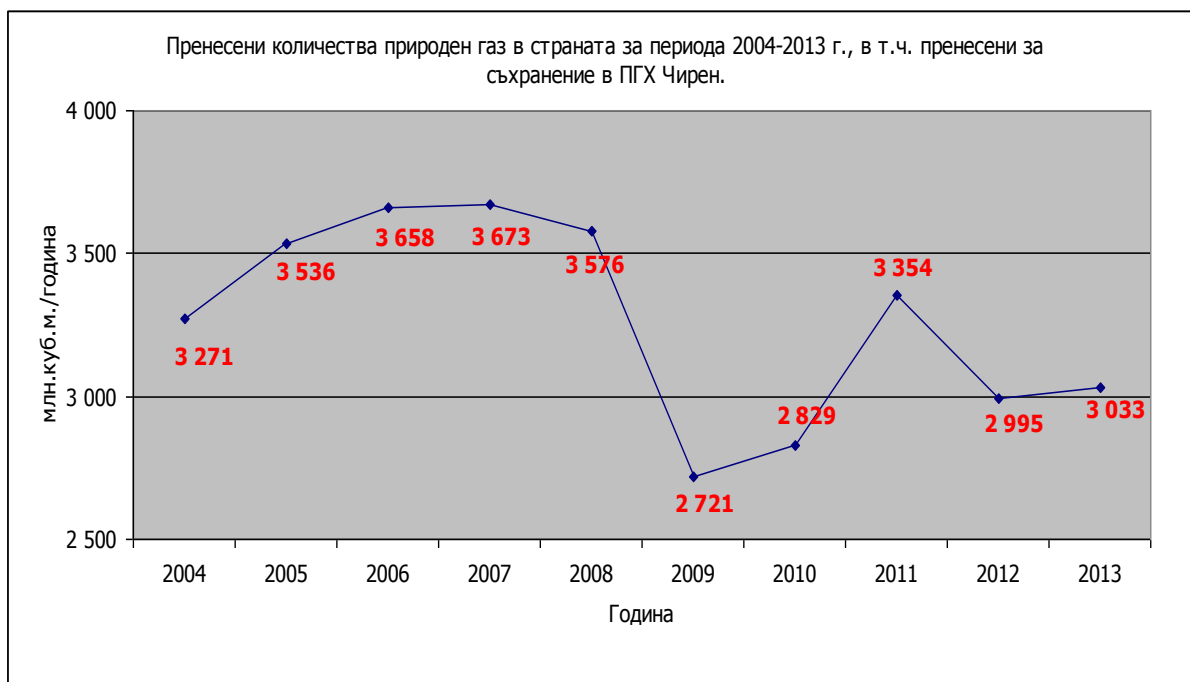
### 1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ

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 2013 г. са 3 033 млн.м<sup>3</sup> (с включени количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е увеличение спрямо предходната година с 1,2 %.

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



Посочените като доставени количества природен газ в страната (2 815 млн. м<sup>3</sup>) и съответно - реално пренесените количества природен газ (3 033 млн. м<sup>3</sup>) се различават поради факта, че в дейността пренос влизат и:

1. Количества, пренесени за дейност съхранение;
2. Разлика между добити и нагнетени количества в ПГХ „Чирен“;
3. Разлика в количеството газ, което се намира под налягане в газопреносната система;
4. Технологични загуби, разлики в измерването, технологичен газ и др.

Техническият проектен капацитет на мрежата за пренос на природен газ до основната част от потребителите в страната възлиза на 7,4 млрд.м<sup>3</sup>/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

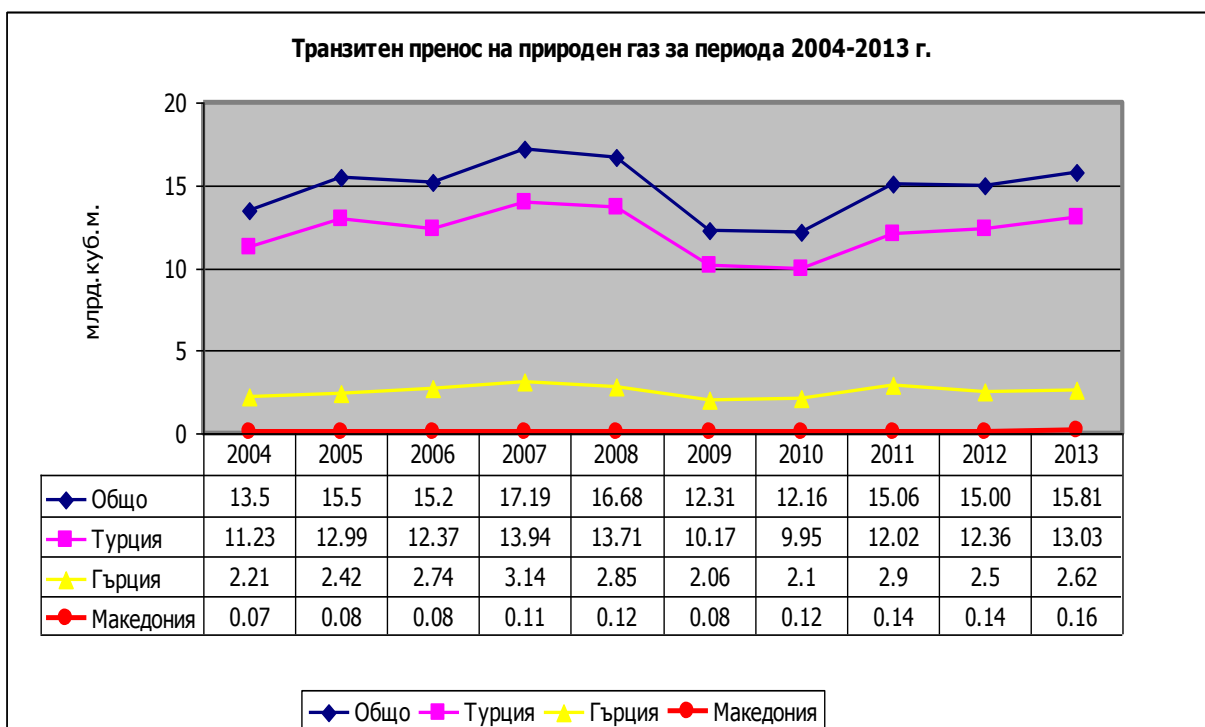


„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ през територията на България. Транзитният пренос на природен газ се осъществява чрез газопроводи с обща дължина 945 км и шест компресорни станции с обща инсталирана мощност 214 MW, осигуряващи доставките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

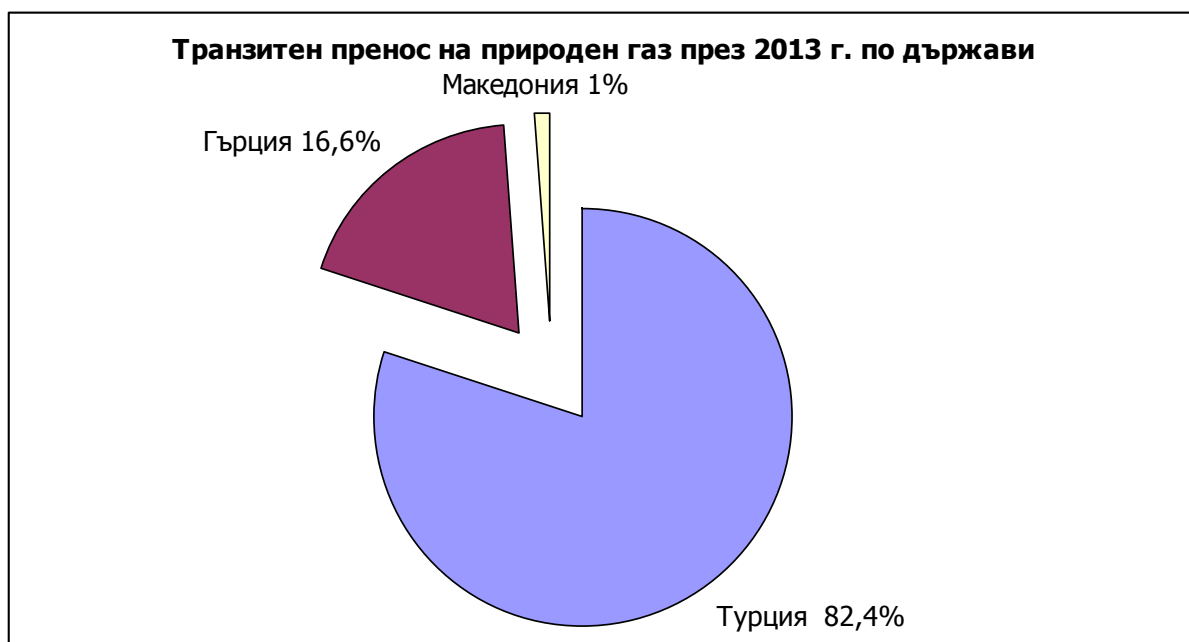
За осъществяване на тази дейност „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава Лицензия за пренос № Л-214-09/29.11.2006 г. издадена от ДКЕВР със срок от 35 години.

Транзитираните количества природен газ през 2013 г. са 15,81 млрд.м<sup>3</sup> или с 5,3 % повече в сравнение с 2012 г. (15,00 млрд.м<sup>3</sup>). Максималният технически капацитет за транзитен пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 18,7 млрд.м<sup>3</sup>, като за съответните държави е както следва: Турция 14 млрд.м<sup>3</sup>/г; Гърция 3,7 млрд.м<sup>3</sup>/г; Македония 1 млрд.м<sup>3</sup>/г.

Транзитният – пренос през територията на България за периода 2004-2013 г., в това число по държави, е представен на следната графика:



Разпределението на транзитния пренос през 2013 г. по държави е:



### 3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

---



„Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г. издадена от ДКЕВР, чрез собствено подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ в близост до гр. Враца. Газохранилището разполага с 22 експлоатационни сондажи, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и други технологични съоръжения, необходими за осигуряване нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. Чрез съхраняването в ПГХ „Чирен“ количества природен газ се компенсират главно сезонните колебания в потреблението в страната и случаите на изменени договорени доставки на природен газ.

През 2013 г. са нагнетени 335 млн.м<sup>3</sup> природен газ и са добити 238 млн.м<sup>3</sup>. Информация за извършеното нагнетяване, добив и съхранение на природен газ по месеци е представена по-долу в табличен вид.

<b>Добити и нагнетени количества природен газ през 2012 г. и 2013 г., млн. м<sup>3</sup></b>				
Месец	Добив		Нагнетяване	
	2012 г.	2013 г.	2012 г.	2013 г.
Януари	90	90	-	-
Февруари	80	74	-	-
Март	42	42	-	-
Април	-	-	-	-
Май	2	-	46	56
Юни	-	-	110	72
Юли	1	-	32	97
Август	10	2	34	71
Септември	-	-	-	39
Октомври	-	-	-	-
Ноември	50	-	-	-
Декември	72	30	-	-
<b>Общо:</b>	<b>347</b>	<b>238</b>	<b>222</b>	<b>335</b>

## СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО

### 1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

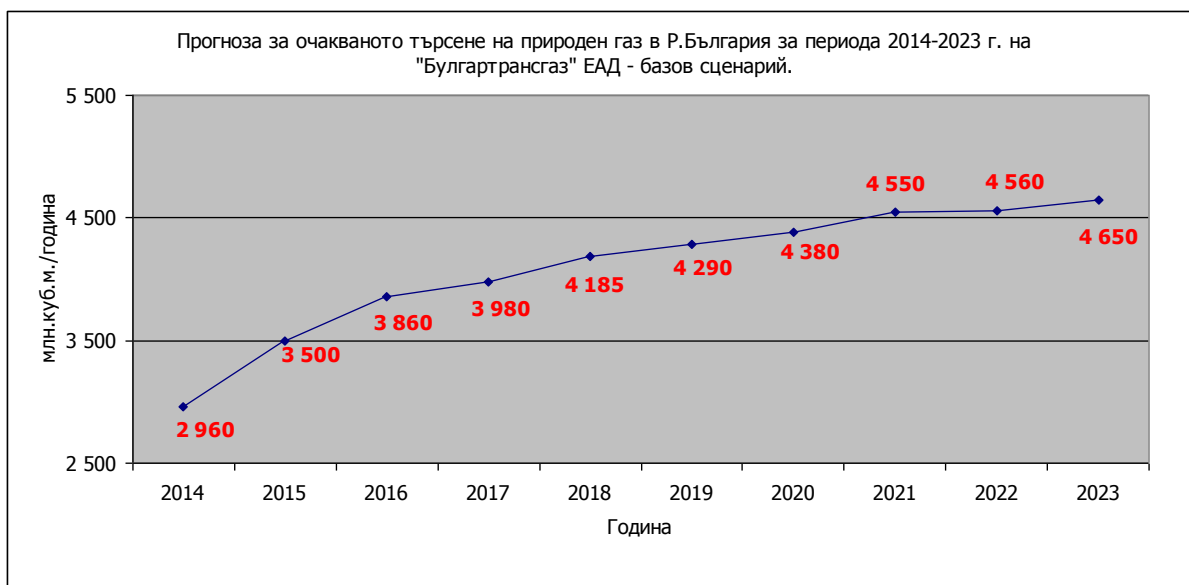
Сценариите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за търсенето са разработени на база на макроикономически модел, показващ зависимостта на потреблението на газ в страната от основните макроикономически показатели, прогнозите за търсенето на обществения доставчик, заявките на потребителите и сравнителен анализ на пазара на газ в ЕС и този на България.

Анализирана е и връзката между крайното и първичното енергийно потребление (КЕП и ПЕП) и ръстът на БВП за минали периоди<sup>6</sup>.

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 България<sup>7</sup>, са следните:

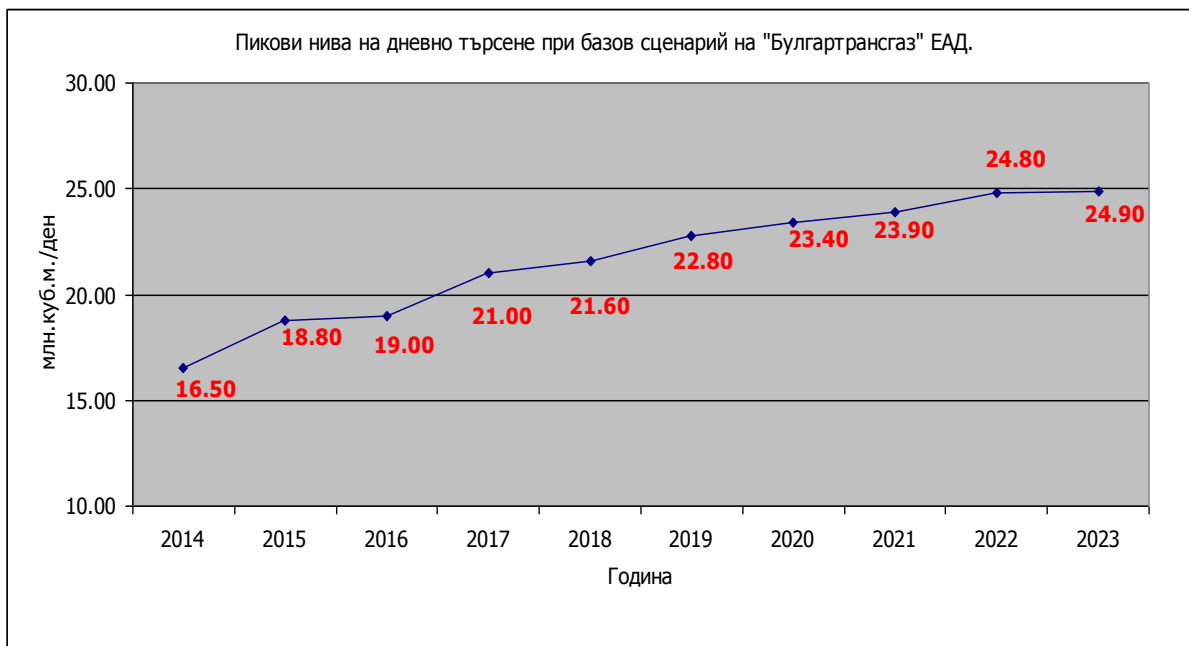
- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 6 % годишно;
- Съотношението КЕП/ПЕП достига до и над 60 % през 2023 г.;
- Делът на природния газ в ПЕП през 2023 г. за базовия сценарий е 19%, при 13 % през 2012 г.

**Базовият сценарий**, изготвен от „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода, както и очакваните пикови дневни нива на търсене през зимните месеци при този сценарий, е съгласно графиките:



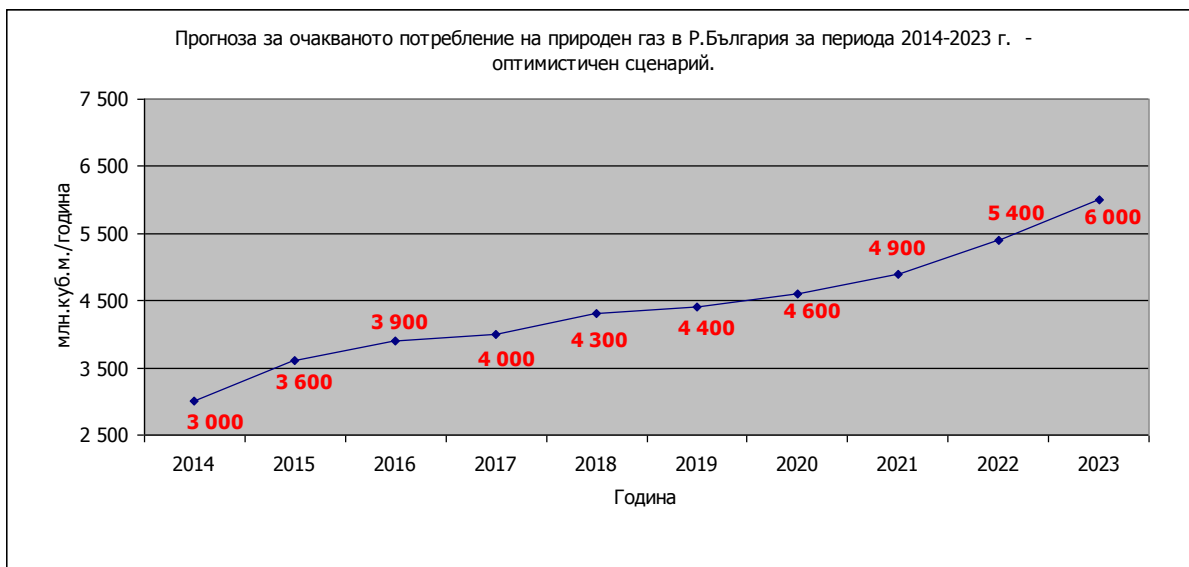
<sup>6</sup> Национален статистически институт, [www.nsi.bg](http://www.nsi.bg); Eurostat, [www.epp.eurostat.ec.europa.eu](http://www.epp.eurostat.ec.europa.eu)

<sup>7</sup> Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., [www.mi.government.bg](http://www.mi.government.bg)

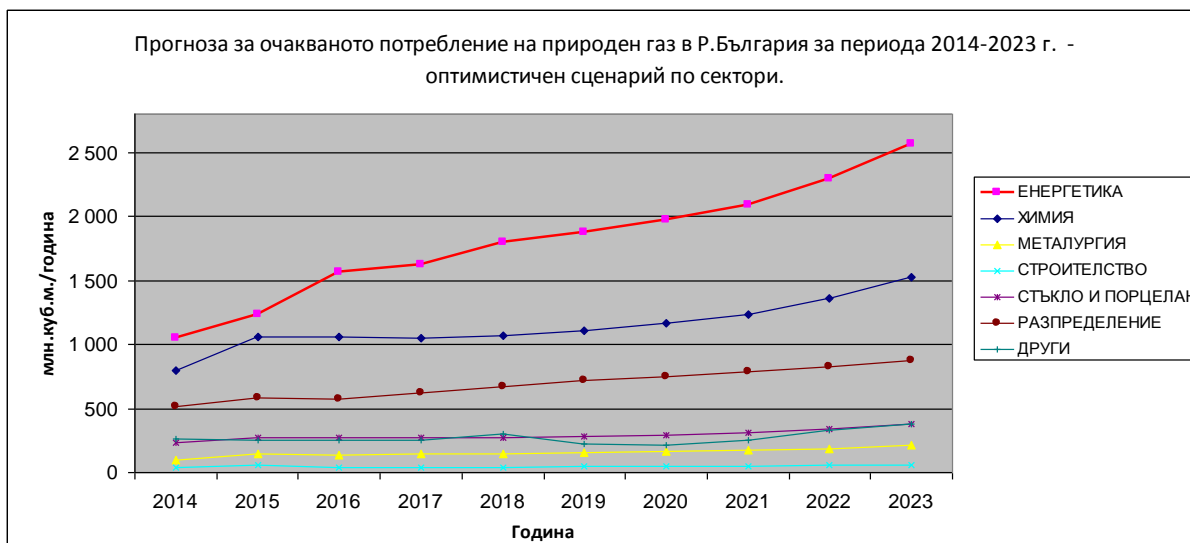


Прогнозата за **оптимистичен сценарий** за търсенето на газ в България за периода 2014-2023 г. е представена на графиките по-долу<sup>8</sup>.

Прогнозирани са общия обем на очакваното потребление, в т.ч. по сектори:



<sup>8</sup> Прогноза за потреблението на природен газ в страната на Обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД

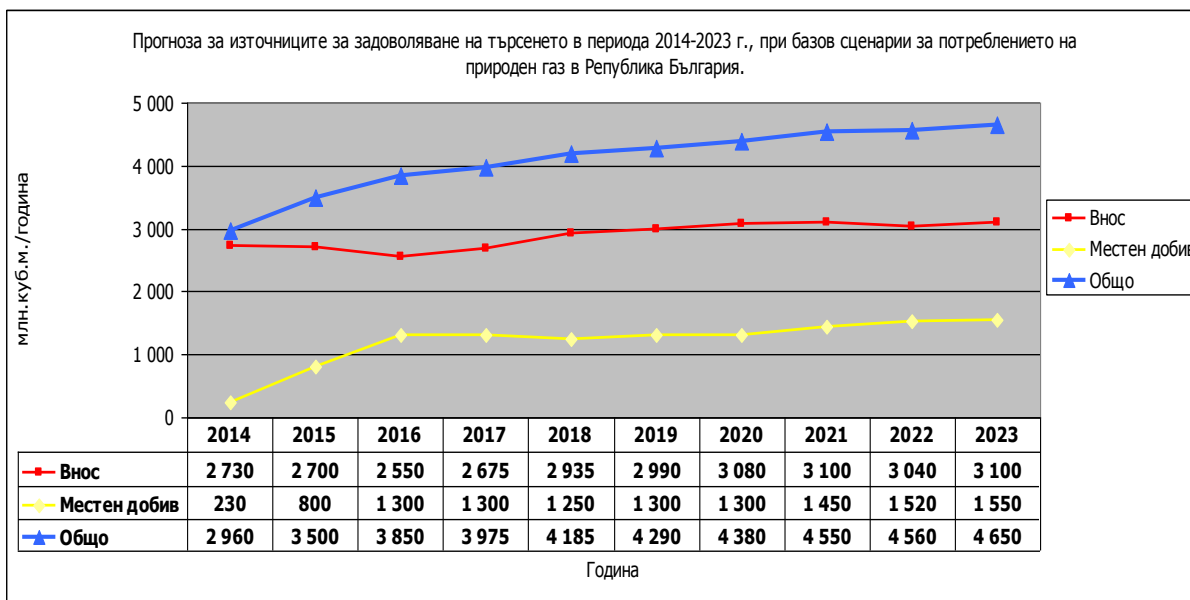


## 2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО

През 2013 г. търсенето е задоволявано, както следва:

- Внос от Руската федерация – 2 538 млн.м<sup>3</sup> (90,2 %);
- Местен добив – 277 млн.м<sup>3</sup> (9,8 %).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето при базов сценарий за потреблението, за периода 2014-2023 г. е представена на графиката по-долу:



### 2.1 Внос

Към 2013 г. вносът на природен газ в страната е основно от Русия и по един маршрут - през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния. Миксът на природния газ от внос постепенно ще се допълва с нови маршрути и доставчици, в резултат от реализацията на проектите от Южния газов коридор, междусистемната свързаност с

проекта „Южен поток“, както и междусистемните връзки на България със съседните страни.

Основните алтернативни източници на внос, които се очаква да станат достъпни преди края на разглеждания период:

- Внос на газ от Каспийския регион с помощта на проектите за интерконектори Гърция-България и Турция-България и съответно потенциалната им свързаност с проектите ТАП и ТАНАП;
- Внос на газ от Гърция на база нарастващия капацитет на съоръженията за ВПГ;
- Внос на газ от Централна Европа и от местен добив в Румъния с помощта на интерконектора България-Румъния и системната свързаност на Румъния с Унгария;
- Внос на газ от Турция на база нарастващия потенциал на съоръженията за ВПГ с помощта на интерконектора Турция-България;
- Внос на газ от Сърбия, в зависимост от развитието на търсенето и предлагането на газ на сръбския пазар, с помощта на интерконектора България-Сърбия;
- Внос на газ през съществуващата междусистемна свързаност с Гърция, в изпълнение на изискванията за постоянен двупосочен поток, съгласно Регламент (ЕО) 994/2010.

В по-дългосрочна перспектива се разглежда и други проекти, отразяващи приоритетите на ЕС. Като една от потенциалните възможности се разглежда и проекта от общ интерес (PCI), съгласно Регламент (ЕС) 347/2013 за газопровод от Южния газов коридор с трасе от България до Австрия през Румъния и Унгария, с потенциален капацитет 23 млрд м<sup>3</sup>/г.

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 с възможности за осъществяване на доставки от алтернативни източници. С това на практика може да се очаква навлизането на нови пазарни участници – доставчици и търговци, което допълнително ще стимулира националното потребление чрез появата на нови продукти и услуги, както и конкурентни цени.

## **2.2 Местен добив<sup>9</sup>**

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

---

<sup>9</sup> 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



дневен капацитет за добив от 1,2 млн. м<sup>3</sup>. /ден (440 млн. м<sup>3</sup> годишно), като капацитетът за добив ще започне да намалява постепенно с изчерпването на находищата (и съответното намаляване на пластовото налягане);

- Газокондензатно находище „Койнаре“ на Дайрект Петролеум (придобита от канадската компания TransAtlantic), блок „А-Ловеч“, включващо 4 участъка. Очакваните количества според одобрено инвестиционно предложение от страна на Министерството на околната среда и водите са до 36 млрд. м<sup>3</sup>, като до момента е проучен изцяло само блок „А-Ловеч“ с прогнозирано количество от 13,7 млрд. м<sup>3</sup>. Очакваните максимални количества на другите блокове са около 22 млрд. м<sup>3</sup>. (по предварителни данни). Предстои изграждане на връзка между находището и националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Очакваните годишни количества за добив са до 1 млрд. м<sup>3</sup>, като в прогнозата за добив са включени 800 млн. м<sup>3</sup>. за 2015 и по 1 млрд. м<sup>3</sup>. след 2015 г.

## СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ

Оценката на риска за периода 2014-2023 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 на "Булгартрансгаз" ЕАД за търсенето и 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 проекта Южен поток;
- 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.

Към март 2014 г., в случай на ограничаване на доставките или друга ситуация на криза, основните алтернативни източници са ПГХ „Чирен“, местният добив, както и възможността за физически доставки на природен газ от Гърция към България. До края на 2014 г., въвеждането в експлоатация на междусистемната газова връзка България-Румъния, ще бъде сред съществените фактори в изпълнение на стандарта за сигурност.

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.  $N-1 > 100\%$ , съгласно следната формула:

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

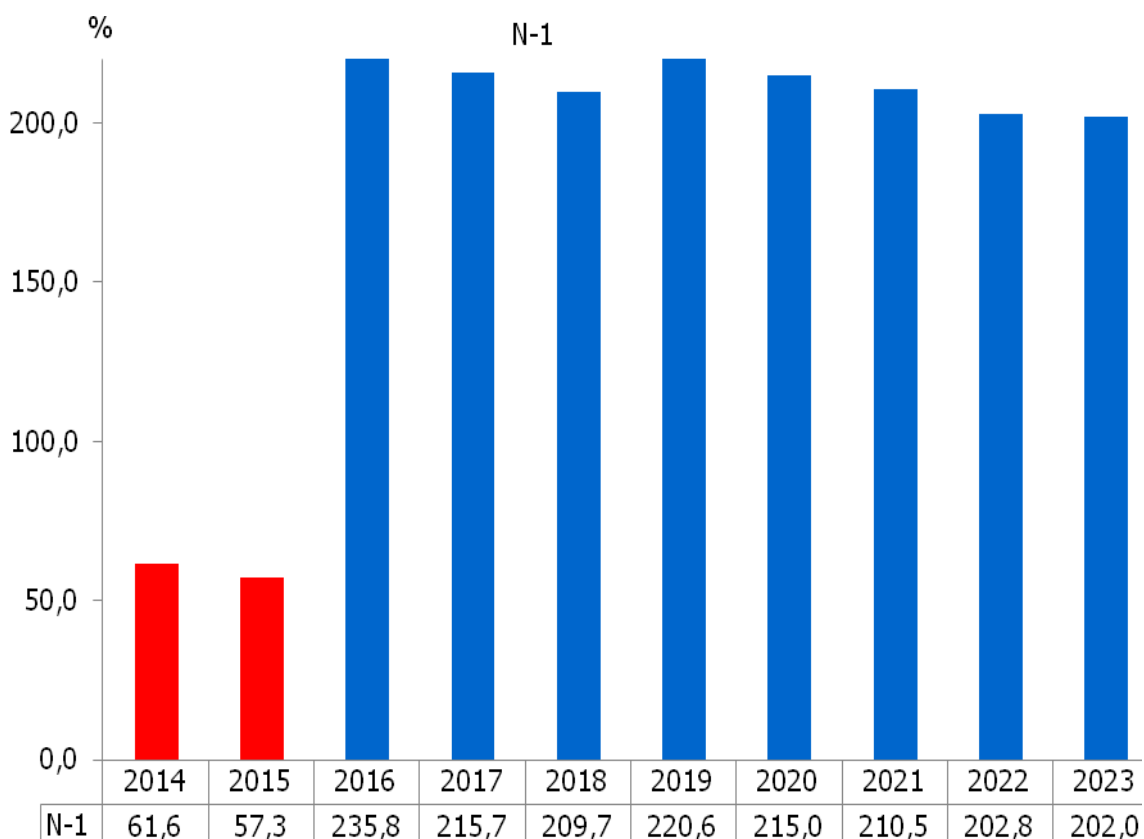
където:

<b>EP<sub>1</sub></b>	Технически капацитет на ГИС „Негру вода“ 1
<b>EP<sub>2</sub></b>	Технически капацитет на връзката с проекта "Южен поток"
<b>EP<sub>3</sub></b>	Технически капацитет за внос по интерконектор Гърция-България и реверсивен пренос от ГИС Кулата/Сидирокастро
<b>EP<sub>4</sub></b>	Технически капацитет за внос по интерконектор Турция-България
<b>EP<sub>5</sub></b>	Технически капацитет за внос по интерконектор България-Румъния
<b>S<sub>max</sub></b>	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен, в млн.м <sup>3</sup> /денонощие,
<b>P<sub>max</sub></b>	Национално производство на газ – максимален възможен добив, в млн.м <sup>3</sup> /денонощие
<b>D<sub>max</sub></b>	Национално потребление - пиково потребление в млн.м <sup>3</sup> /денонощие
<b>I<sub>max</sub> = EP<sub>1</sub></b>	Най-голямата единична газова инфраструктура – ГИС "Негру вода" 1

Резултатите от формулата N-1, изчислени за територията на Р България:

Всички посочени капацитети в този раздел са в млн.м<sup>3</sup>/д.

Година	EP <sub>2</sub>	EP <sub>3</sub>	EP <sub>4</sub>	EP <sub>5</sub>	Smax	Pmax	Dmax	I <sub>max</sub> =EP <sub>1</sub>	N-1
2014	0.00	1.00	0.00	1.37	4.2	3.60	16.50	20.27	61.6
2015	0.00	1.00	0.00	1.37	4.2	4.20	18.80	20.27	57.3
2016	15.00	8.80	8.20	4.10	4.5	4.20	19.00	20.27	235.8
2017	15.00	8.80	8.20	4.10	5	4.20	21.00	20.27	215.7
2018	15.00	8.80	8.20	4.10	5	4.20	21.60	20.27	209.7
2019	15.00	8.80	8.20	4.10	10	4.20	22.80	20.27	220.6
2020	15.00	8.80	8.20	4.10	10	4.20	23.40	20.27	215.0
2021	15.00	8.80	8.20	4.10	10	4.20	23.90	20.27	210.5
2022	15.00	8.80	8.20	4.10	10	4.20	24.80	20.27	202.8
2023	15.00	8.80	8.20	4.10	10	4.20	24.90	20.27	202.0



Съгласно графиката, от 2016 г. Република България ще изпълнява изискванията, заложи в Регламент (ЕО) 994/2010 по отношение на осигуряване на достатъчен капацитет на останалата газова инфраструктура, в случай на прекъсване на най-голямата единична газова структура в ден на изключително голямо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

## **ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2014-2023 Г.**

---



Националният комбиниран 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 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 комбиниран оператор към обществото определят необходимите инвестиции, предвидени да бъдат извършени в периода 2014 - 2023 г.

Предвидените за периода 2014 - 2023 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 увеличено 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 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 борса на газ, 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;
- Изграждане на необходимите съоръжения за изпълнение на изискванията на Регламент (ЕО) 994/2010 за осигуряване на постоянен двупосочен поток на съществуващата междусистемна свързаност с Гърция и Румъния.

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

- Инвестиции в изграждане на междусистемни връзки, които ще свържат съществуващите газопреносни мрежи 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 (2014 - 2023 г.).

Предвид дългосрочния хоризонт 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 тези групи са показани конкретните обекти и график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:

- Инвестиции, за които вече е взето решение за изпълнение през периода 2014 – 2016 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 2014 – 2023 г. – таблица 2;
- Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2014 – 2023 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 2014 – 2016 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 2014 – 2016 г. в окрупнен вид са представени в следващата таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнато преди 2014 г., но работата по тях продължава и през периода 2014-2016 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 2014 – 2016 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
<b>I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2014-2016 Г.</b>		
<b>1. Инвестиции за Компресорни станции:</b>		
<b>1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>		
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	2014-2016	144 445

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2014 – 2016 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери на компресорни станции „Провадия“, „Странджа“, „Кардам 2“		
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и инспекции	2014-2016	26 232
<b>1.2. Национална газопреносна мрежа</b>		
Модернизация на САУ на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“	2014 - 2016	9 060
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2014-2016	7 910
<b>2. Инвестиции на съществуващи АГРС</b>		
<b>2.1. Национална газопреносна мрежа</b>		
Реконструкция и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: Девня, Септември, Перник, Иваняне, Ловеч, Шумен, Нови пазар, Исперих, Кубрат, Кремиковци, Бутово, Страшимирово, ЛК Росен и др.	2014-2016	5 169
Изграждане на нови измервателни линии на ГРС „Бургас“, ГРС „Ловеч“, АГРС „Севлиево“, АГРС „Перник“, АГРС „ Русе запад“ и др.	2014-2016	2 007
<b>3. ПГХ Чирен</b>		
Реконструкция и рехабилитация на наземни съоръжения	2014 - 2016	1 026
Реконструкция и рехабилитация на сондажи	2014 -2016	14 225
<b>II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА</b>		
<b>1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводни участъци Кардам - Одринци и Рупча – Лозенец	2014	484
<b>2. Национална газопреносна мрежа</b>		
Изграждане на станция за измерване и регулиране количества природен газ при КС „Кардам“	2014 - 2016	1 815
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Русе, Димитровград, Бургас, Девня.	2014 - 2015	2 927
<b>3. ПГХ Чирен</b>		
Нов експлоатационен сондаж Е-72 на ПГХ „Чирен“, индивидуален сепарационен възел и шлейф към сондажа	2014-2016	9 730
<b>4. Инвестиции в спомагателни мрежи</b>		
Оптични кабелни магистрали: от район Ботевград до ПГХ „Чирен“, от КВ „Батулци“ - КВ „Николаево“ –ГРС Плевен	2014-2015	3 893

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2014 – 2016 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
<b>III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ</b>		
<b>1. Междусистемни газови връзки</b>		
Междусистемна газова връзка България-Румъния (Русе-Гюргево) – въвеждане в експлоатация	2014	2 417
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“	2014-2015	32 370
<b>IV. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ</b>		
<b>1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната</b>		
„Преносен газопровод високо налягане Добрич-Силистра и АГРС Силистра“	2014	2 345
Газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй“ и АГРС „Оряхово“	2014-2016	9 359
<b>2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции</b>		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – АГРС „Игнатиево“; ГИС „Карнобат“, ГИС „Чирпан“, ГИС „Дерманци 2“, ГИС „Ихтиман“, ГИС „Разград“	2014-2015	1 738

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 2014 – 2023 Г.

**Таблица 2**

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за преноси съхранение на природен газ в периода 2014 – 2023 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
<b>I. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ГАЗ</b>		
<b>1. Инвестиции в изграждането на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансгранични проекти за транспортиране на природен газ до пазарите на ЕС - „Южен поток“</b>		
Свързване с „Южен поток“	2016-2017	10 000
<b>2. Междусистемни газови връзки</b>		
Свързване с Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)	2015-2016	9 690

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за преноси съхранение на природен газ в периода 2014 – 2023 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил.лв.
Свързване с Междусистемна газова връзка България - Сърбия	2015-2016	4 000
Изграждане газопровод за осигуряване на възможност за пренос на природен газ от Турция за България	2015-2017	100 550

### 3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2014 – 2023 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ

За изброените по-долу обекти предстои да бъдат извършени проучвания (относно начин на изпълнение и финансиране, принципни технически решения, обхват, разположение и др.) с цел определяне на последващата им реализация.

**Таблица 3**

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2014 – 2023 г. за който не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията <sup>10</sup> хил.лв.
<b>1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ</b>		
Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2014-2018	56 050
<b>2. Национална газопреносна мрежа</b>		
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог, Сопот и Хисаря и др.	2014-2019	58 200
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
Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата НГПМ в т.ч.: <ul style="list-style-type: none"> <li>Увеличаване на капацитета на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови участъци</li> <li>Рехабилитация и модернизация на компресорните мощности</li> </ul>	2014-2017	263 327
<b>3. Инвестиции в спомагателни мрежи</b>		
Оптични кабелни магистрали: КВ „Николаево“ - КС „Полски Сеновец“, КВ „Миладиновци“ - КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“ - КВ „Миладиновци“ - АГРС	2014 - 2016	17 590

<sup>10</sup> 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 2014 – 2023 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията <sup>10</sup> хил.лв.
„Търговище“, Дупница - Кулата		
<b>4. Съхранение</b>		
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“	2014 - 2018	200 060

#### 4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2014 – 2023 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014-2023 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 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 (2014-2016), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение

в хил.лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2014 г.	Общо 2015 г.	Общо 2016 г.

Програма / Раздел	Общо 2014 г.	Общо 2015 г.	Общо 2016 г.
<b>ОБЩО Годишни програми за Преинвестиционна подготовка и Инвестиции:</b>	109 214	121 708	113 000
<b>ОБЩО Годишна програма за Преинвестиционна подготовка:</b>	1 659	1 500	1 200
<b>ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:</b>	107 555	120 208	111 800
<b>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</b>	25 122	54 091	17 099
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	5 587	29 430	
Линейна част	3 644	29 210	
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	413	20	
Комуникационни и информационни системи	1 530	200	
Национална газопреносна мрежа	13 818	12 268	13 269
Линейна част	7 127	5 157	7 269
Комуникационни и информационни системи	2 983	3 440	3 500
АГРС и ГИС	3 708	3 671	2 500
ПГХ „Чирен“	25		
Сондажен фонд и шлейфи	2 000	5 700	2 030
Общи за разпределяне по видове дейности	3 692	6 693	1 800
Линейна част	1 220	2 365	200
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 457	2 713	
Комуникационни и информационни системи	915	1 615	1 600
Централно диспечерско управление	100		
<b>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	73 908	57 690	87 701
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	62 973	36 719	76 451
Линейна част	2 091	230	
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	60 873	36 489	76 451
Комуникационни и информационни системи	9		
Национална газопреносна мрежа	6 234	11 246	7 160
Линейна част	792	620	620
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	2 906	8 822	5 540
АГРС и ГИС	2 536	1 804	1000
ПГХ „Чирен“	250		
Сондажен фонд и шлейфи	1 715	8 520	3 990
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	521	255	



<b>Програма / Раздел</b>	<b>Общо 2014 г.</b>	<b>Общо 2015 г.</b>	<b>Общо 2016 г.</b>
Общи за разпределяне по видове дейности	2 215	950	100
Линейна част	500	100	100
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	195	350	
Комуникационни и информационни системи	20		
Централно диспечерско управление	1 500	500	
<b>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</b>	<b>8 525</b>	<b>8 427</b>	<b>7 000</b>

#### 4.2. Инвестиционна програма за периода 2017-2023г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите

в хил.лева, без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2017 г.	Общо 2018 г.	Общо 2019 г.	Общо 2020 г.	Общо 2021 г.	Общо 2022 г.	Общо 2023 г.
<b>ОБЩО</b> Годишни програми за Прединвестиционна подготовка и Инвестиции:	33 908	34 356	31 300	32 490	33 600	34 400	35 304
<b>ОБЩО</b> Годишна програма за Прединвестиционна подготовка:	1 200	1 300	1 250	1 300	1 300	1 300	1 300
<b>ОБЩО</b> Годишна програма за Инвестиции:	32 708	33 056	30 050	31 190	32 300	33 100	34 004
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	9 765	8 873	9 750	10 250	10 800	11 300	11 817
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	2 795	2 950	3 250	3 400	3 600	3 800	4 013
Национална газопреносна мрежа	3 841	4 025	4 450	4 650	4 900	5 100	5 304
Съхранение на природен газ	0	0	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	3 129	1 898	2 100	2 200	2 300	2 400	2 500
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	15 443	16 183	17 200	17 740	18 300	18 600	18 987
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	9 710	10 130	10 500	10 700	10 900	11 000	11 200
Национална газопреносна мрежа	3 518	3 673	4 050	4 250	4 500	4 600	4 692
Съхранение на природен газ	600	700	800	840	850	900	953
Общи за разпределяне по видове дейности	1 615	1 680	1 850	1 950	2 050	2 100	2 142
РАЗДЕЛ I.3 -Доставка на машини и оборудване	7 500	8 000	3 100	3 200	3 200	3 200	3 200

**4.3. Инвестиционна програма за периода 2014-2023 г., включваща инвестиционни дейности, за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение**

в хил.лева, без ДДС

	Общо 2014 г.	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.
<b>ОБЩО</b>	<b>1 659</b>	<b>136 840</b>	<b>192 865</b>	<b>189 310</b>	<b>198 210</b>	<b>102 000</b>	<b>73 000</b>	<b>72 000</b>	<b>42 000</b>	<b>42 000</b>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	685	89 585	82 710	124 000	124 000	30 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Национална газопреносна мрежа	874	15 755	68 655	4 110	3 010	70 000	60 000	60 000	30 000	30 000
ПГХ „Чирен“	60	30 000	40 000	60 000	70 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Други	40	1 500	1 500	1 200	1 200	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 общеевропейски 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, свързането с Южен поток и с проектите от Южния газов коридор. 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 мрежа 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, които ще повишат нейната ефективност и надеждност. В допълнение, капацитетът за съхранение може да бъде повишен и с изграждането на ново газово хранилище в страната.

Реализирането на всички тези проекти е взаимно обвързано и цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа. Значимостта им е оценена високо от Европейската комисия, която определи българските проекти за развитие на газовата инфраструктура за проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013.

В списъка проекти от „общ интерес“<sup>11</sup>, публикуван от Европейската комисия на 14.10.2013 г. са включени 8 инфраструктурни проекта, 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, Междусистемна връзка България-Сърбия, Проект за увеличаване преносния капацитет за Гърция, Проект за разширение капацитета на ПГХ „Чирен“, Проект за Изграждане на ново газохранилище на територията на България и Междусистемната връзка България-Турция (ITB).

---

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

## 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“

През територията на България се предвижда да преминава газопровода „Южен поток“, през който ще се извършва пренос на природен газ до европейския пазар, а също така ще осигури доставки и за българския пазар.

За газопровода е избран вариант на трасе на територията на България и е определена точката му на свързване с газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД - входна точка в района на КС Провадия с две отклонения към националната газопреносна мрежа (НГПМ) и към газопреносната мрежа за транзитен пренос (ГМТП) с капацитет както следва:

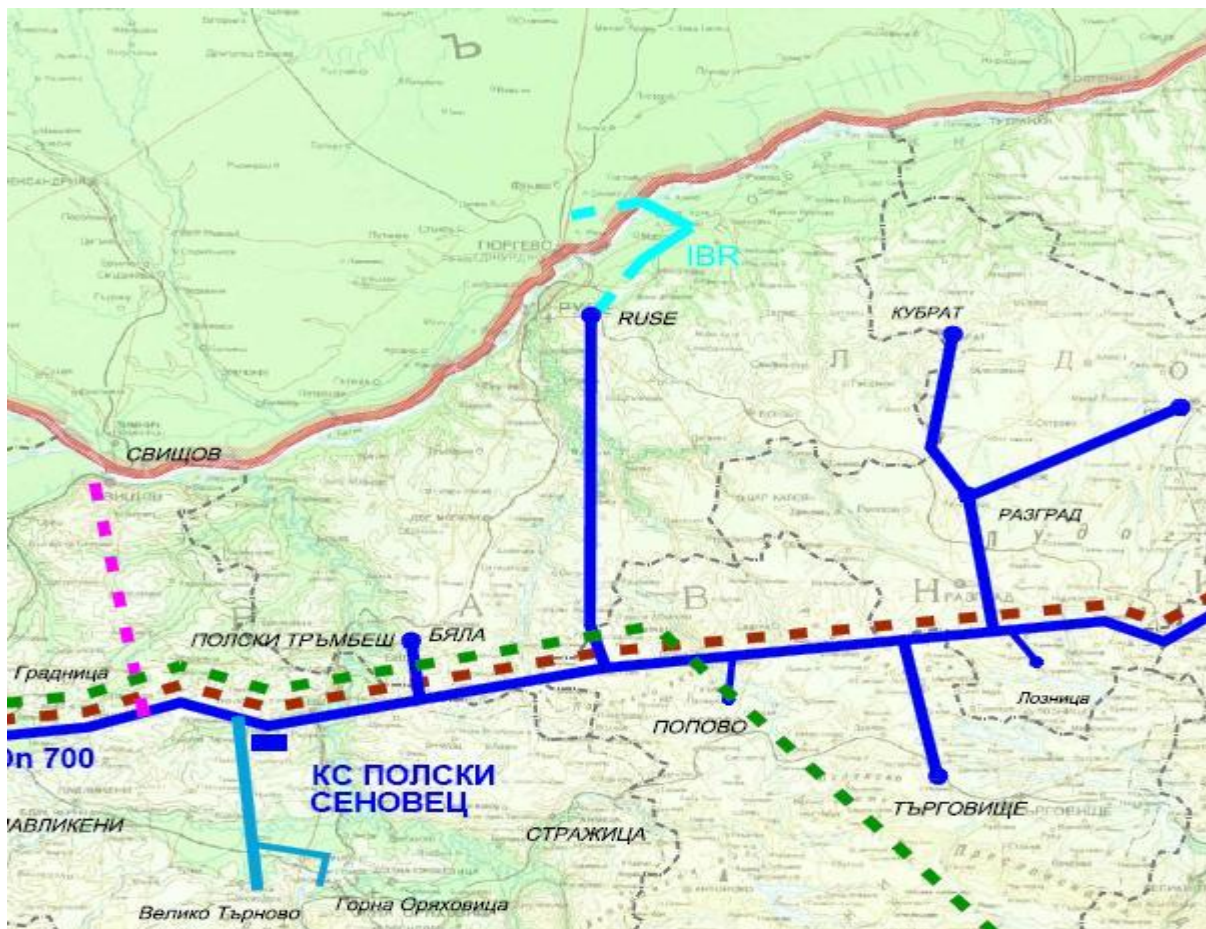
- НГПМ максимален капацитет 1,6 млрд. м<sup>3</sup>/год.
- ГМТП максимален капацитет между 20 и 22 млрд. м<sup>3</sup>/год.

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

За целите на изграждането на „Южен поток“ на територията на България е учредена проектна компания „Южен поток България“ АД, която се предвижда да бъде и оператор на тази част от газопровода.

## 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.

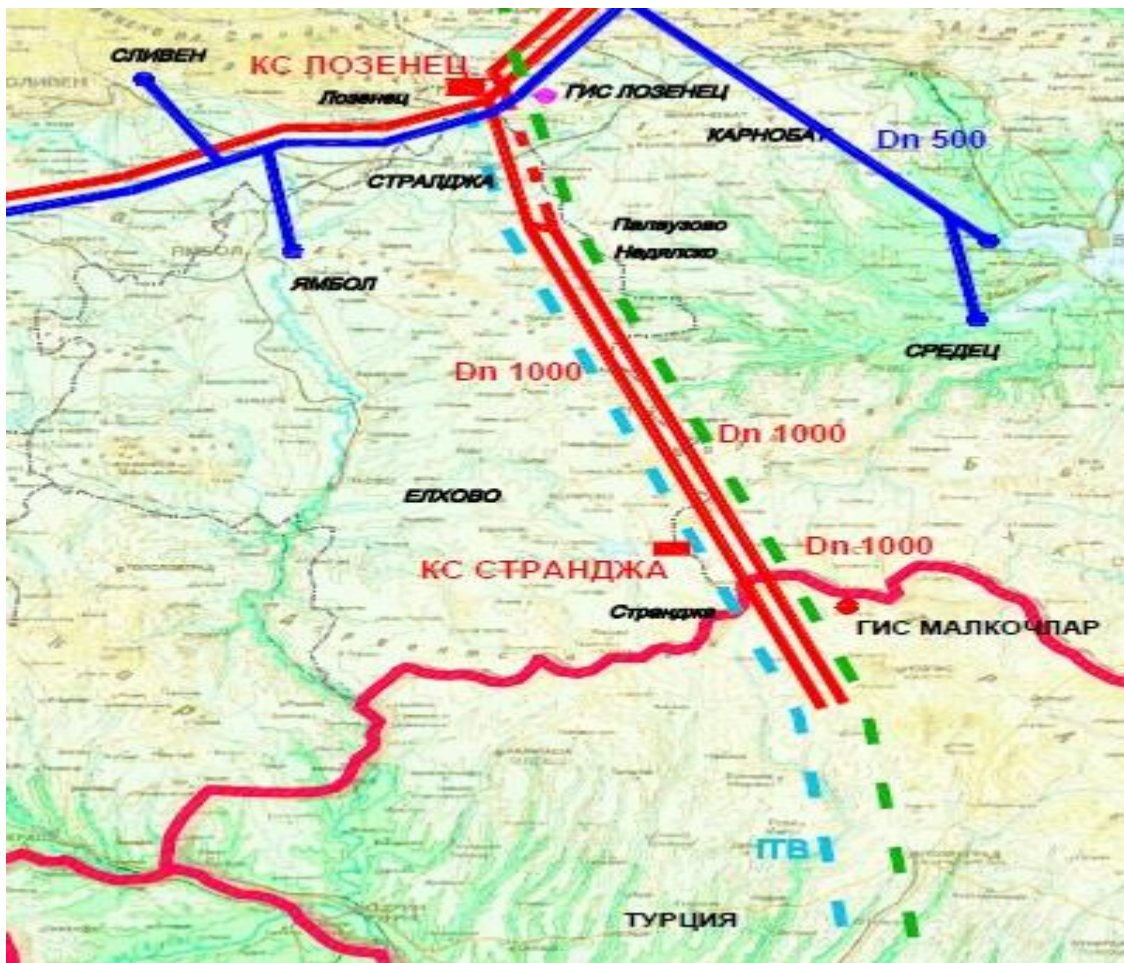
Прогнозната обща стойност на проекта е определена на 23, 823 млн. евро. Съгласно Решение на ЕК С(2010)5962 от 06.09.2010 г., на двете компании е отпусната безвъзмездна финансова помощ по „Европейската енергийна програма за възстановяване“ /ЕЕПВ/ в размер до 8, 9 млн. евро.

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. м<sup>3</sup>/г (в посока от Р. България към Румъния), а минималният 0,5 млрд.м<sup>3</sup>/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 2014 г.

### 5.2.2 Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)



Междусистемната връзка България – Турция (ITB) е ключов проект за сигурността и диверсификацията на газовите доставки не само на България, но и на региона. С реализирането на проекта се изпълняват изискванията на Регламента на ЕС за сигурността на газовите доставки № 994/2010 и до голяма степен се постига диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ към/ през България и региона. Изпълнението на проекта е и в пряка връзка с постигането на необходимите условия за създаване на конкурентен газов пазар.

ITB може да осигури достъп на българската газопреносна система 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. По този начин може да бъде осигурена значително по-голяма сигурност на доставките на газ в страната ни и покриване на стандарта за сигурност N-1.

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.

Междусистемната връзка се предвижда да бъде изградена като развитие на съществуващата свързаност на системите на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Боташ С.А. – Турция, чрез създаване на техническа възможност за осигуряване на условия за реверсивност, приложима в зависимост от пазарния интерес.

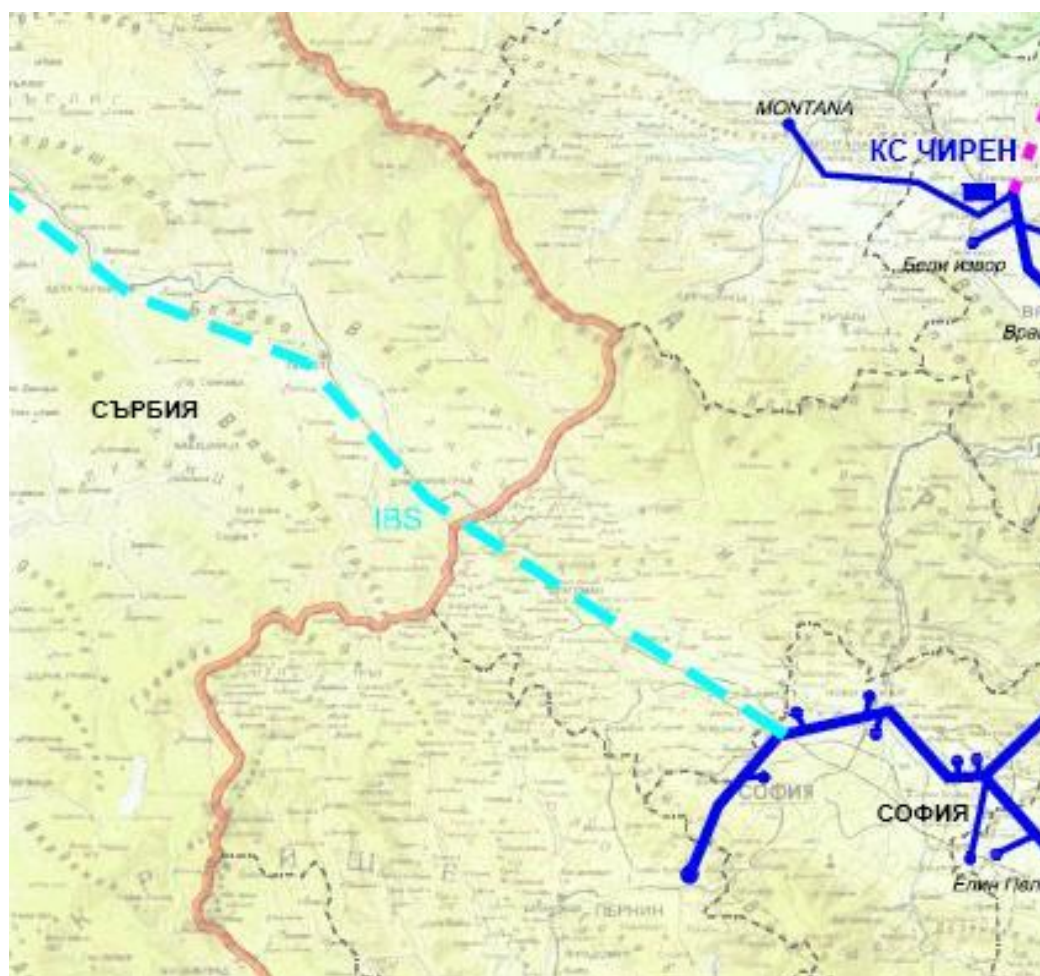
На българска територия проектът ще се реализира от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Проектът предвижда изграждане на допълнителна газопреносна инфраструктура в

участъка между КС Лозенец и българо-турската граница, успоредна на съществуващия транзитен газопровод, с максимална дължина около 75 км. и с капацитет около 3 млрд.м<sup>3</sup>/годишно.

Проектът може да бъде реализиран поетапно. Като първи етап се разглежда изграждането на 20-километрова газопроводна отсечка в участъка КС „Лозенец“ – ОС „Недялско“, която е в процес на проектиране. Очакваният срок за реализация на този етап от проекта е до края на 2015 г.

На турска територия, междусистемната връзка се очаква да бъде свързана с газопреносната мрежа на Боташ в газопроводния участък Онклер - Шаркьой. Приблизителната дължина на трасето е около 120 км., които да бъдат изградени от турска страна.

### 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 икономиката и 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

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

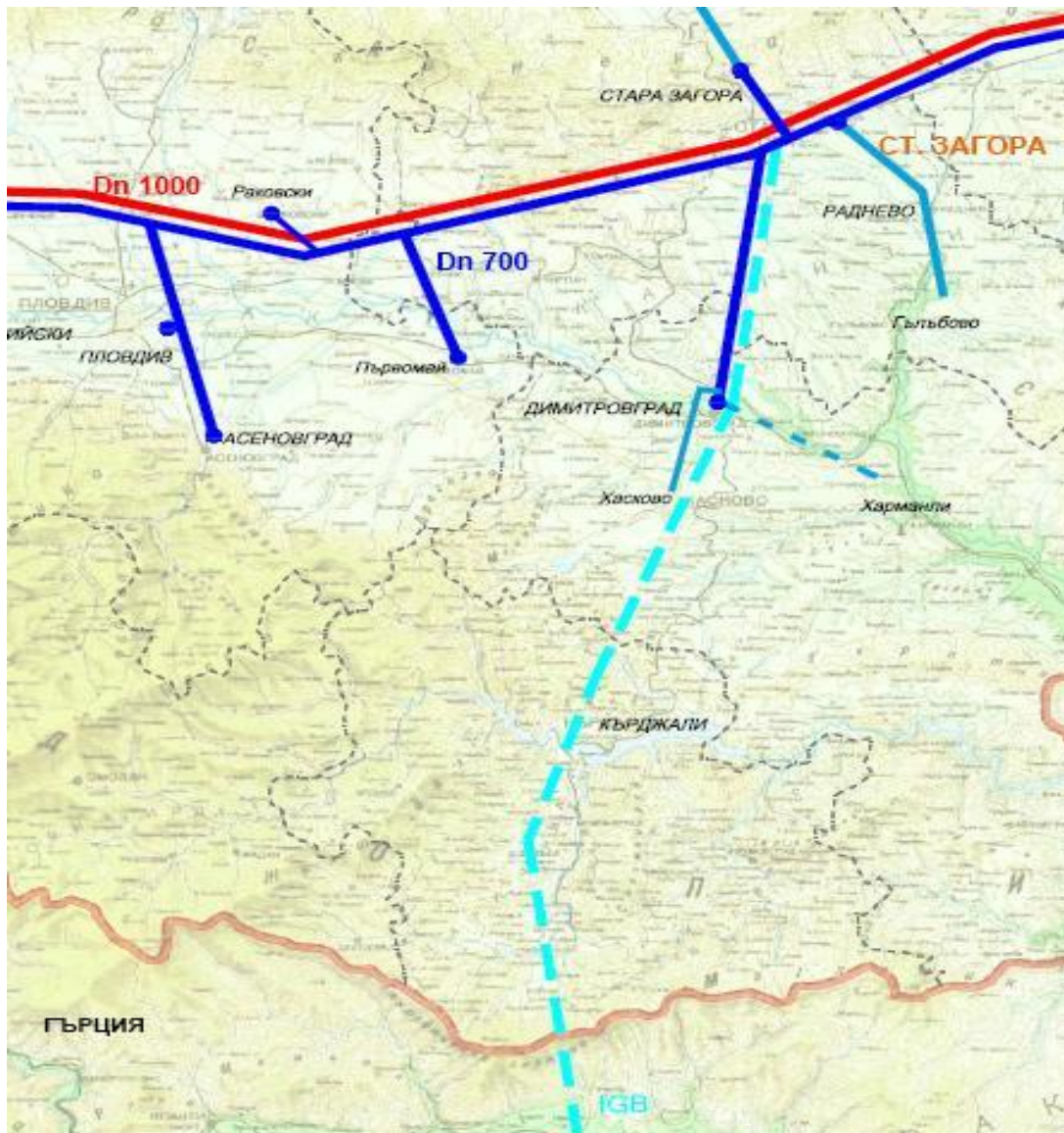
свободен капацитет на българската газопреносна мрежа. Същевременно, в кризисни ситуации ще се използва за доставка на природен газ от Сърбия.

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 62 км. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1,8 млрд.м<sup>3</sup>, а максималният е 3,1 млрд.м<sup>3</sup>.

Очаква се строителството на интерконектора да завърши през 2016 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 м<sup>3</sup>/год., с възможност да се увеличи до 5 млрд м<sup>3</sup>/год. 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 TAP 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 2016 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, повишени налягания в газовия резервоар и постигане на по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване.

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ е обявен за проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013.

С реализацията му от една страна ще бъде подобрена сигурността на газовите доставки в региона и изпълнение на стандарта N-1, а от друга ще се допринесе за развитието на търговията с природен газ в региона.

Съгласно завършения през 2011 г. Технологичен проект за разширение на ПГХ „Чирен“ са налице различни възможности за разширение на капацитета, при които се постига постепенно увеличаване на работното налягане на резервоара от досегашните 110 bar до 150 bar. Тази горна граница е определена въз основа на анализа на наличната информация за резервоара и екраниращите скали. При извършване на предвидените за изпълнение необходими допълнителни изследвания (геомеханично симулиране, 3D сеизмика, наземен газов анализ) ще може да се прецизират технологичните варианти за разширение, в т.ч. и максимално работно налягане.

Конкретните параметри на планираното разширение са изцяло обвързани с резултатите от проучване на пазарния интерес, както и с планираното предпроектно проучване. Оценка на пазарния интерес се очаква да бъде направена в края на 2014 г., когато е планирано да приключат дейностите в рамките на процеса „Отворен сезон“ (Open Season). Процесът на пазарно проучване е в съответствие с европейските изисквания за пазарна обосновка на необходимостта от извършване на значителни инвестиции в областите пренос и съхранение на природен газ. Неговата първа фаза бе стартирана на 27.01.2014 г.

### **5.3.2 Възможности за нови газови хранилища в България**

В България се разглеждат няколко потенциални възможности за изграждане на ново газово хранилище с основна цел гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия пазар. Осигуряването на допълнителен капацитет за съхранение е важно от гледна точка на очакваните допълнителни обеми природен газ от Каспийския регион, от LNG терминалите в региона и от други източници на доставка. Новото хранилище ще 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 солни каверни, изтощено газово находище (на сушата или в морето) или водоносен пласт.

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 подпомагането 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 350 мм., работно налягане Pn 54 bar и капацитет за пренос на 100 000 м<sup>3</sup>/час. Проектът включва и изграждане на АГРС 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, съфинансирането от страна на "Булгартрансгаз" ЕАД е в размер на 3 070 000 евро. Администратор на средствата на МФК е Европейската банка за възстановяване и развитие.

Газопроводът от град Добрич до град Силистра ще даде възможност за газифициране на общините по трасето на газопровода: Добрич, Тервел, Дулово, Алфатар, Силистра. Той е от съществен интерес и за развитието на местната икономика. Двайсет и шест са потенциалните индустриални потребители само за гр. Силистра. Обществените

потенциални потребители – болници, училища и др. са над шестдесет.

Планирано е газопроводът да бъде въведен в експлоатация през 2014 г.

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

Проектът включва изграждане на 50 км. газопровод високо налягане от Чирен до Козлодуй с диаметър 355,6 мм и 15 км газопровод от Козлодуй до Оряхово с диаметър 150 мм, две автоматични газорегулиращи станции (АГРС) - в Козлодуй с капацитет от 40 000 м<sup>3</sup>/ч и в Оряхово - с капацитет от 5000 м<sup>3</sup>/ч.

Инвеститор на проекта е "Булгартрансгаз" ЕАД.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд "Козлодуй" (МФК) в размер на 10 200 000 евро, съфинансирането от страна на "Булгартрансгаз" ЕАД е в размер на 4 380 000 евро. Администратор на средствата на МФК е Европейската банка за възстановяване и развитие.

Ползите от реализирането на проекта са свързани със създаването на условия за развитие на местната индустрия, както и за развитие на газоснабдяването в региона. С това бизнесът и населението имат възможност да реализират устойчивост, дългосрочно планиране и намаляване на разходите за енергия.

Планирано е газопроводите да бъдат въведени в експлоатация през 2016 г.

#### **5.4.2 Предвидени възможности за изграждане на нови газопроводни отклонения**

- **Газопроводно отклонение Банско – Разлог**

Газопроводът е с очаквана дължина 40 км., максимален дебит 32 000 м<sup>3</sup>/ч и диаметър DN 273 мм. 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.

- **Газопроводно отклонение Панагюрище – Пирдоп**

Планирано е газопроводът да бъде с дължина около 46 км., максимален дебит 25 000 м<sup>3</sup>/ч и диаметър DN 273 мм. Разглежданото трасе на газопроводно отклонение е както следва: от КВ (кранов възел), разположен на МГ (магистрален газопровод) Южен полупръстен до АГРС при гр. Панагюрище и трасе от гр. Панагюрище до гр. Пирдоп и гр. Златица и АГРС южно от тях.

- **Газопроводно отклонение до Свищов**

Газопроводът е с очаквана дължина 36 км., диаметър DN 200 мм и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се захранването да бъде извършено от съществуващия магистрален газопровод, Северен полупръстен, от намиращия се в близост до с. Патреш кранов възел. В последствие газопроводното отклонение достига до АГРС, която ще бъде разположена южно от гр. Свищов.

- **Газопроводно отклонение до Сопот и Хисаря**

Газопроводът е с очаквана дължина 54 км., от които 22 км. диаметър DN 200 мм и 32 км. 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 запазят и с. Баня и гр. Карлово.

Описаните по-горе проекти за нови газопроводни отклонения са в етап на преинвестиционни проучвания и за тях предстои да бъдат направени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение. Сроковете за тяхното изпълнение зависят до голяма степен от оценката на тяхната целесъобразност, като се отчита и социалния ефект от реализирането им.

## **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 модернизирани компресорни станции е краят на 2015 г.

### **5.6.2 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.

Модернизирани системи за управление трябва да имат възможност управлението на ГКА и КС да се извършва от диспечерската зала и да намали 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.

Към месец март 2013 г. е в ход процедура избор на изпълнител за инженерингово изпълнение на дейностите.

### **5.6 Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни участъци Кардам - Одринци, Рупча – Лозенец**

С изграждането на пускови камери на Очистно Съоръжение при КС „Кардам“, при с. Рупча и приемни камери при с. Одринци и при КС „Лозенец“ ще се постигне поддържане на разчетната пропускателна способност на Транзитен газопровод №2 – „Газопровод от КС Кардам до Одринци“ и Газопровод от Люляково до КС „Лозенец“ чрез създаване на техническа възможност за периодично почистване и вътрешнотръбни инспекции за установяване на действителното експлоатационно състояние на преносните газопроводи, без прекъсване на потока на газ.

### **5.7 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.

Отсечката може да се разглежда като първи етап на Междусистемната връзка България – Турция.

Планирано е проектът да бъде въведен в експлоатация в края на 2015 г.

### **5.8 Изграждане на оптични кабелни магистрали: от КС Ихтиман до ГИС Дупница, Ботевград-Чирен, Батулци-Николаево-Плевен**

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.), както и

Основните параметри на част от предвидените нови проекти, в т.ч. очаквана стойност, капацитети и проекти на трети страни, са показани в Приложение 1.

### **5.9 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 е в експлоатация от началото на 2014 г.

Технологичните връзки при КС Лозенец и КС Кардам, всяка с капацитет 7,2 млн. м<sup>3</sup>/д е планирано да бъдат въведени в експлоатация в началото на съответно 2015 г. и 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.

## **ИЗПОЛЗВАНЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ВЪВ ВРЪЗКА С ПРЕДВИДЕНИТЕ В ПЕРИОДА 2014-2023 Г. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ**

---

С настоящия раздел от Десетгодишния план за развитие на мрежите се цели да се покажат различни сценарии за използване на капацитета на газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД във връзка с предвидените в периода 2014-2023 г. инфраструктурни проекти и прогнозите за развитие на пазара на природен газ в страната и региона, посочени в предходни раздели.

Сценариите разглеждат възможни варианти за движение на потоците природен газ през мрежите в т.ч. тези на търговска база backhaul, осигурени чрез капацитетите на съществуващите и на нови входни/ изходни точки. Разгледана е възможността за движение на газа както в посока Север-Юг (сегашно състояние), така и в обратна посока (с развитие на проектите).

Диверсификацията на входните и изходни точки, през които природния газ ще постъпва/напуска мрежите ще създаде възможности за повишаване използваемостта на капацитета на съществуващите мрежи.

Новите входни точки са предпоставка освен за физическото натоварване на мрежите (преминаването на нови количества природен газ) и за повишаване гъвкавостта на мрежите чрез предоставяне на backhaul капацитет.

Използването на капацитета на входните и изходните точки на мрежите е в зависимост от реалните потоци природен газ, които могат да бъдат осигурени (доставени) до мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД от различни региони, в които се добива природен газ. Доколкото към настоящия момент все още протичат процеси на изясняване на регионите и маршрутите от които би достигнал природен газ до територията на България, то са възможни множество варианти за степента на използваемост на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Планираните дейности на дружеството в периода 2014-2023 г. целят да се осигури адекватна инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ, идващи от различни региони и да осигури възможност за изход на газ от мрежите към съседни страни. Булгартрансгаз ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който би позволил разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите, но реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците са в зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната.

### **1. РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТИТЕ НА ГАЗОПРЕНОСНИТЕ ИНФРАСТРУКТУРИ В СТРАНАТА.**

---

В таблица 1.1-1.3 са показани прогнозите за развитие на капацитетите за дългосрочни услуги на входните и изходните точки от/ към газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД към края на 2014 г., в периода 2015-2017 г. и след 2017 г.

Таблица 1.1 – Капацитети за дългосрочни услуги на газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз ЕАД” към края на 2014 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз” ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден	Изходен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден
<b>Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа</b>		
Румъния IP Негру вода 1	твърд - 20,27 прекъсваем - 2	-
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	твърд – 14,4 прекъсваем – 20
Интерконектор България-Румъния (IBR)	твърд - до 1,52	твърд – до 4,56
ГИС Провадия (местен добив)	твърд -2 прекъсваем – 0,4	-
Междуетнонална свързаност – ГИС Ихтиман	твърд – 0 прекъсваем - 3	твърд - 3 прекъсваем - 0
Подземно газово хранилище Чирен**	твърд - до 4,20 прекъсваем – 0,4	твърд - до 4,20 прекъсваем – 0,4
<b>Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***</b>		
Румъния IP Негру вода 1	-	до 20,27
<b>Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>		
Румъния ГИС Негру вода 2,3	твърд - 58,25 прекъсваем – 2	-
ГМТП – изходен капацитет зона България		твърд - 0,1 прекъсваем – 2,4
Гърция IP Кулата/Сидирокастро	твърд - 1* прекъсваем – 2*	твърд - 10,27 прекъсваем – 1,9
Турция IP Малкочлар	-	твърд - 45,12 прекъсваем - 0
Македония IP Жидилово	-	твърд - 2,58 прекъсваем – 0,6
Междуетнонална свързаност – ГИС Ихтиман	твърд - 3 прекъсваем - 0	твърд – 0 прекъсваем - 3
<b>Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***</b>		
Гърция IP Кулата/Сидирокастро	до 12	-

Таблица 1.2 – Капацитети за дългосрочни услуги на газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз ЕАД” в периода 2015-2017 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на “Булгартрансгаз” ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден	Изходен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден ****
<b>Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа</b>		
Румъния IP Негру вода 1	твърд - 20,27 прекъсваем - 2	твърд – 0 прекъсваем -12,0*
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	твърд – до 14,4 прекъсваем – 20
Интерконектор България-Румъния (IBR)	твърд - до 4,56	твърд – до 4,56

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден	Изходен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден ****
Интерконектор Гърция-България (IGB)	твърд – до 7,2 прекъсваем – от 1	твърд – 0 прекъсваем - 8,2
Интерконектор Турция- България (ITB)	твърд – до 6,6 прекъсваем – 1,6	твърд – до 6,6 прекъсваем – 1,6
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман+ ГИС Лозенец (вкл. от ITB)	твърд – 1 прекъсваем - 7	твърд – до 6 прекъсваем - 1
ГИС Провадия (местен добив)	твърд – 2 прекъсваем - 0,4	-
ГИС Дерманци 2 (местен добив)	твърд – 2,2 прекъсваем – 1,9	-
Подземно газово хранилище Чирен**	твърд - до 5,5 прекъсваем – 0,5	твърд - до 5,5 прекъсваем – 0,5
Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***		
Румъния IP Негру вода 1		до 20,27
Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос		
Румъния IP Негру вода 2,3	твърд - 59,25 прекъсваем – 1,5	-
ГМТП – изходен капацитет зона България	-	твърд - 0,27 прекъсваем – 2,4
Гърция IP Кулата/Сидирокастро	твърд - 1* прекъсваем – 2*	твърд - 10,27 прекъсваем – 1,9
Турция IP Малкочлар	твърд – 0 прекъсваем - 8,2	твърд - 45,12 прекъсваем – 8,2
Македония IP Жидилово	-	твърд - 2,58 прекъсваем – 0,6
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + IP Лозенец (вкл. от ITB)	твърд – до 6 прекъсваем - 1	твърд – 1 прекъсваем - 7
Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***		
Гърция IP Кулата/Сидирокастро	до 10,27	-

Таблица 1.3 – Капацитети за дългосрочни услуги на газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз ЕАД" в периода след 2017 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден	Изходен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден****
Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа		
Румъния IP Негру вода 1	твърд - 20,27 прекъсваем - 2	твърд – до 11* прекъсваем -1*
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	твърд – до 14,4 прекъсваем – 20
Интерконектор България-Румъния (IBR)	твърд - до 4,56	твърд – до 4,56
Интерконектор Гърция-България (IGB)	твърд – до 7,2	твърд – 0

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Капацитет	
	Входен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден	Изходен капацитет млн.м <sup>3</sup> /ден****
	прекъсваем – от 1	прекъсваем - 8,2
Интерконектор Турция- България (ITB)	твърд - 6,6 прекъсваем – 1,6	твърд – до 6,6 прекъсваем – 1,6
Интерконектор България- Сърбия (IBS)	твърд – 4,5 прекъсваем – 1	твърд – до 4,5 прекъсваем – 1
Южен поток (свързване с НГПМ)	твърд – до 15	-
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ITB)	твърд – 5 прекъсваем – 4	твърд – 1 прекъсваем - 8
ГИС Провадия (местен добив)	твърд – 2 прекъсваем - 0,4	-
ГИС Дерманци 2 (местен добив)	твърд – 2,2 прекъсваем – 1,9	-
Подземно газово хранилище Чирен**	твърд - до 10 прекъсваем – до 1	твърд - до 10 прекъсваем – до 1
<b>Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***</b>		
Румъния IP Негру вода 1	-	до 20,27
<b>Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>		
Румъния ГИС Негру вода 2,3	твърд - 59,25 прекъсваем – 1,5	твърд – 59,25* прекъсваем -1,5*
ГМТП – изходен капацитет зона България	-	твърд - 0,27 прекъсваем – 2,4
Южен поток (свързване с ГМТП)	твърд - 57 прекъсваем – 2	-
Гърция ГИС Кулата/Сидирокастро	твърд - 1* прекъсваем – 8,7*	твърд - 10,27 прекъсваем – 1,9
Турция IP Малкочлар	твърд – 0 прекъсваем - 8,2	твърд - 45,12 прекъсваем – 8,2
Македония ГИС Жидилово	-	твърд - 2,58 прекъсваем – 0,6
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман, + ГИС Лозенец (вкл. от ITB)	твърд – 1 прекъсваем – 8	твърд – 5 прекъсваем – 4
<b>Максимален прекъсваем капацитет на търговска база (backhaul)***</b>		
Гърция IP Кулата/Сидирокастро	до 10,27	-
Румъния ГИС Негру вода 2,3	-	до 58,25

\* Постоянен двупосочен капацитет, в изпълнение на Регламент (ЕО) 994/2010

\*\* В зависимост от нагнетателно-добивната програма. Капацитетът на вход е при добивен период, а на изход при нагнетателен

\*\*\* До размера на физическия поток в основната посока

\*\*\*\* Посочените твърди капацитети се отнасят за всеки изход поотделно. В зависимост от развитието на новите инфраструктури за пренос и съхранение, сумата от твърдите капацитети на всички изходи на НГПМ не може да надвишава 20,27 млн.куб.м./ден.

Посочените в таблици 1.1-1.3 капацитети за новите междусистемни връзки (ITB, IGB,

IBS и IBR), както и свързаността с газопровода "Южен поток" са по проектна информация към м. април 2014 г. и подлежат на промяна.

Възможно е трансформирането на твърд капацитет в прекъсваем и обратно на прекъсваем капацитет в твърд, на отделните входни или изходни точки, в зависимост от реализацията на междусистемната свързаност и договорените дългосрочни услуги за твърд капацитет.

## 2. СЦЕНАРИИ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА КАПАЦИТЕТИТЕ НА ВХОДНИТЕ И ИЗХОДНИТЕ ТОЧКИ ОТ/ КЪМ ГАЗОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ НА "БУЛГАРТРАНСГАЗ" ЕАД

В настоящия План са разработени два сценария за използване на мрежите на "Булгартрансгаз" ЕАД - базов и оптимистичен.

Следва да се има предвид, че влияние върху използваемостта на мрежите оказват много фактори, в т.ч. конкуренцията на няколко международни проекта за доставката на газ от страните от Каспийския регион до Европа и реализацията на един или друг от тях, цените на природния газ на различните входни и изходни точки от/ към газопреносните мрежи, нивата на търсене на газ в страната и региона и динамично променящите се технически и експлоатационни характеристики на свързаните газопреносни системи между държавите и др.

В таблица 2.1 са показани примерни сценарии за използване на капацитетите на газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД в периода 2015-2017 г.:

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Базов сценарий, млрд.м <sup>3</sup> /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м <sup>3</sup> /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
<b>Входно-изходна зона – национална газопрепосна мрежа</b>				
Румъния IP Негру вода 1	3		3,2	
НГПМ – изходен капацитет зона България		3,6		4
Интерконектор България-Румъния	0,5	0,2	0,5	0,3
Интерконектор Гърция-България	0,2	-	0,25	-
Интерконектор Турция-България	0,7	1,5	0,6	1,8
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ITB)	2,0	1,7	2,2	1,45
ГИС Провадия	0,2	-	0,3	-
ГИС Дерманци 2	0,4	-	0,5	-
Подземно газово хранилище Чирен	0,4	0,4	0,6	0,6
<b>Входно-изходна зона – газопрепосна мрежа за транзитен пренос</b>				
Румъния IP Негру вода 2,3	16,8		17,55	
ГМТП – изходен капацитет зона България		0,06		0,08
Гърция - IP Кулата/Сидирокастро		2,9		3
Турция - IP Малкочлар		13,39		13,47
Македония - IP Жидилово		0,15		0,25
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ITB)	1,7	2,0	1,45	2,2

В таблица 2.2 са показани сценариите за използване на капацитетите на входните и изходните точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД след 2017 г.

Таблица 2.2. – сценарий за използване на капацитетите след 2017 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Базов сценарий, млрд.м <sup>3</sup> /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м <sup>3</sup> /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
<b>Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа</b>				
Румъния IP Негру вода 1	1,2	0,5	0,8	0,6
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	4	-	4,2
Интерконектор България-Румъния	0,5	0,7	0,6	0,6
Интерконектор Гърция-България	1,5	-	1,8	-
Интерконектор България- Сърбия	0,4	1,5	0,6	2
Интерконектор Турция-България	1,2	0,5	1,2	0,6
Южен поток	1,4	-	1,5	-
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ)	1,5	1,4	1	0,7
ГИС Провадия	0,15	-	0,2	-
ГИС Дерманци 2	0,7	-	1	-
Подземно газово хранилище Чирен	0,65	0,6	0,7	0,7
<b>Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>				
Румъния IP Негру вода 2,3	-	1	-	1,2
ГМТП – изходен капацитет зона България	-	0,08	-	0,1
Южен поток	19	-	19,75	-
Гърция - IP Кулата/Сидирокастро	0,6	3,2	0,7	3,4
Турция - IP Малкочлар	-	14,7	-	15
Македония - IP Жидилово	-	0,52	-	0,45
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ)	1,4	1,5	0,7	1

В таблица 2.3 са показани сценариите за използване на капацитетите на входните и изходните точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД към 2022 г.

Таблица 2.3. – сценарий за използване на капацитетите към 2023 г.

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Базов сценарий, млрд.м <sup>3</sup> /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м <sup>3</sup> /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
<b>Входно-изходна зона – национална газопреносна мрежа</b>				
Румъния IP Негру вода 1	1,3	0,5	2,1	0,7
НГПМ – изходен капацитет зона България	-	4,6	-	6

Входно-изходни точки от/ към газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД	Базов сценарий, млрд.м <sup>3</sup> /г		Оптимистичен сценарий, млрд.м <sup>3</sup> /г	
	Входни	Изходни	Входни	Изходни
Интерконектор България-Румъния	0,5	0,7	0,8	1
Интерконектор Гърция-България	2	-	2,3	-
Интерконектор България- Сърбия	0,5	1,8	0,6	2
Интерконектор Турция-България	1,5	0,6	1,7	0,7
Южен поток	1,6	-	1,6	-
Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ)	0,9	1,2	0,3	0,3
ГИС Провадия	0,1	-	0,3	-
ГИС Дерманци 2	1	-	1	-
Подземно газово хранилище Чирен	0,7	0,7	0,8	0,8
<b>Входно-изходна зона – газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>				
Румъния ГИС Негру вода 2,3		1,5		1,7
ГМТП – изходен капацитет зона България		0,1		0,15
Южен поток	20,1		21	
Гърция - IP Кулата/Сидирокастро	0,7	3,6	0,8	3,7
Турция - IP Малкочлар)	-	15,2	-	15,4
Македония - IP Жидилово		0,7		0,85
ГИС Ихтиман Междузонална свързаност – ГИС Ихтиман + ГИС Лозенец (вкл. от ИТВ)	1,2	0,9	0,3	0,3

В горепосочените сценарии за ползване на капацитета са включени прогнози за използване (резервиране) на твърд, прекъсваем и прекъсвам капацитет на търговска база.

Данните в таблици 2.1-2.3 показват, че дори при базов вариант капацитетите на газопреносните мрежи на "Булгартрансгаз" ЕАД се очаква да бъдат използвани оптимално, с коефициент на използване към 2023 г. над 95%.

## **ИЗВОДИ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

---

„Булгартрансгаз“ ЕАД работи в условията на все по-сигурен и конкурентен регионален и европейски газов пазар и допринася съществено за неговата интеграция. По пътя на утвърждаването си като независим газопреносен оператор, Дружеството участва активно в развитието на газова инфраструктура, в унисон с регионалните и общоевропейски приоритети, с която да бъдат посрещнати предизвикателствата пред единния общоевропейски газов пазар.

Осигуряването и поддържането на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура е гаранция за сигурно и качествено изпълнение на услугите по преноса и съхранението на природен газ в страната. В тази връзка, „Булгартрансгаз“ ЕАД има конкретни инвестиционни намерения за модернизация, рехабилитация и повишаване на ефективността и надеждността на съществуващата инфраструктура, обвързани с развитието на газовите проекти в региона.

В периода 2014 - 2023 г. е обоснована необходимостта и се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. През България се планира да преминават и трансгранични газопроводи като „Южен поток“ и други проекти от Южния газов коридор, 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.

Тези проекти ще гарантират доставките на природен газ за страната и за региона, като създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за доставки на допълнителни количества природен газ за и през България.

В пряка връзка с посочените намерения за развитие на газовата мрежа в региона са и плановете за разширение на съществуващото газохранилище „Чирен“, според търговския интерес, 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 развитието на газопреносната мрежа за страната и изграждане на нови отклонения, чрез което ще създаде условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните ползи за населението – икономически, социални, екологични и др. С изпълнение на предвидените в Плана инвестиции, освен всички други положителни ефекти ще бъде постигнато и по-добро качество на живот, в изпълнение на 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, което на корпоративно ниво ще затвърди успешния бизнес модел на развитието на компанията, а в национален мащаб ще осигури по-достъпен и надежден енергиен източник за обществото и индустрията.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

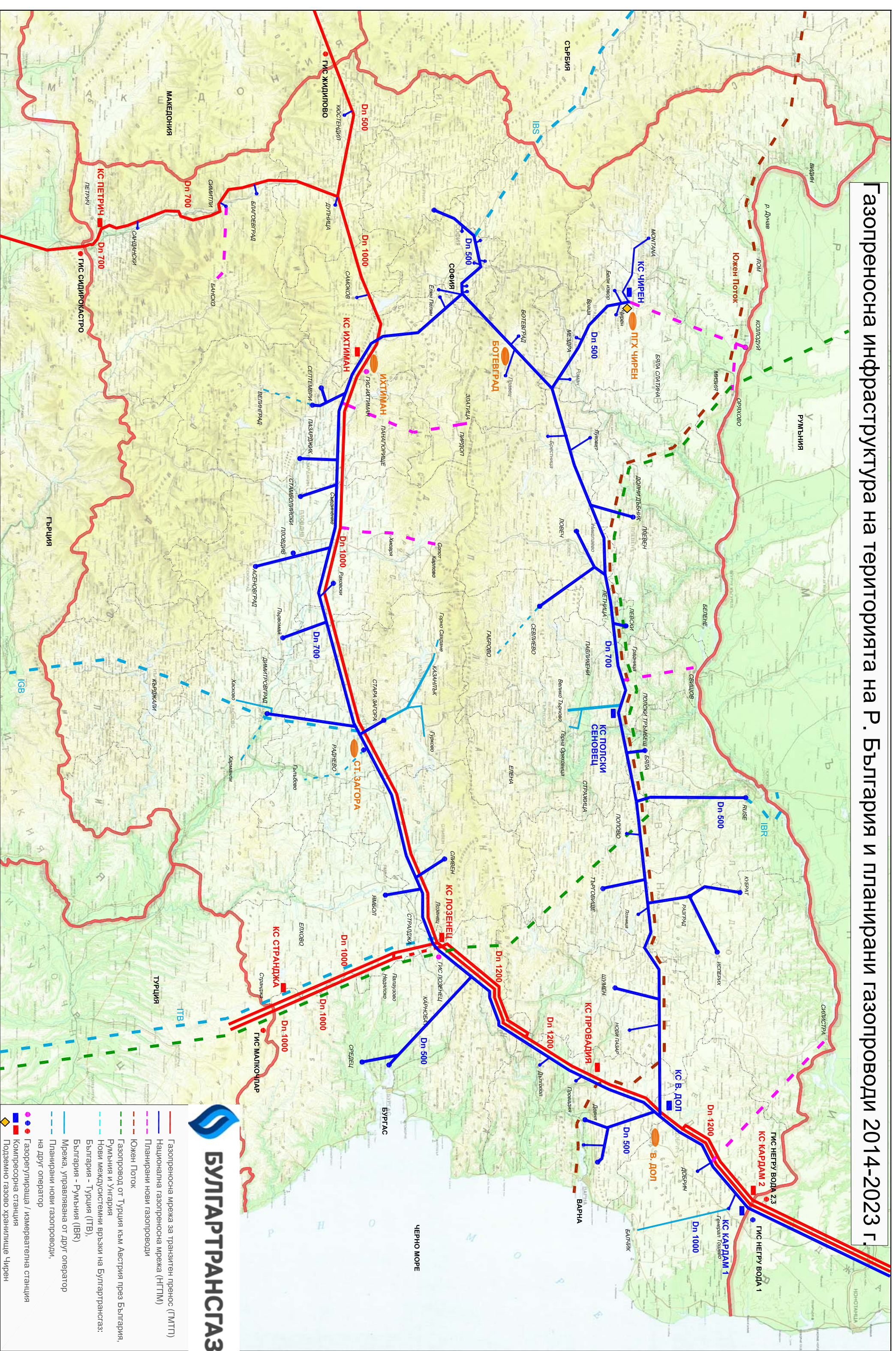
Ключови проекти за нови газопроводи на територията на страната и свързването им със съществуващата газопреносна мрежа

№	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	2014	"Булгартрансгаз" ЕАД и Трансгаз С.А.	~ 13 млн. € (23,8млн. € -стойност на целия проект)	€4,3 млн Европейската енергийна програма за възстановяване (EEPR) /~ € 8,5 млн. собствено	общо 25км, от 15 км български участък и 2,5км подводен преход	0,5-1,5 млрд.м <sup>3</sup> /г постоянен двупосочен (входящ-изходящ)	Във финален етап на изграждане.
2	Междусистемна връзка Турция - България (ITB)	не	2016	"Булгартрансгаз" ЕАД и Боташ	~ 50 млн. €	собствено и привлечено външно финансиране	~ 75км български участък ~ 120 км турски участък	около 3 млрд.м <sup>3</sup> /г постоянен двупосочен (входящ-изходящ)	Проектът се намира в етап на преинвестиционни проучвания с цел определяне на конкретни параметри за реализация. Срокът за приключване е за първи етап от проекта.
4	Междусистемна връзка Гърция-България (IGB)	не	2016	„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 <sup>3</sup> /г - I етап 5 млрд.м <sup>3</sup> /г - II етап входящ (реверсивен при кризисни ситуации)	Основната инфраструктура се реализира от „Ай Си Джи Би“ АД. Проектът ще бъде свързан с газопреносна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД в района на Стара Загора.
3	Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)	не	2016	Министерство на икономиката и енергетиката	~ 2 млн. € (48 млн. € *)	ОП "Конкурентоспособност" и собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД за свързването със съществуващата мрежа.	общо150 км, от които 60 км български участък	1,8 - 3,1 млрд.м <sup>3</sup> /г изходящ (реверсивен при кризисни ситуации и спиране на основния поток)	Реализира се от МИЕ, бенефициент на ОП Конкурентоспособност. Проектът ще бъде свързан с газопреносна мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД.
6	Южен поток (свързване с газопреносната система)	да	2016/2017	„Южен Поток България“ АД	~ 5 млн. €	собствено	-	над 20 млрд.м <sup>3</sup> /г входящ	Основната инфраструктура в Р. България се реализира от „Южен Поток България“ АД. Свързването с газопреносната система на "Булгартрансгаз" ЕАД ще бъде при входна точка в района на КС „Провадия“.

Забележка:

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

# Газопреносна инфраструктура на територията на Р. България и планирани газопроводи 2014-2023 г.



- Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТТ)
- Национална газопреносна мрежа (НГТМ)
- Планирани нови газопроводи
- Южен Поток
- Газопровод от Турция към Австрия през България, Румъния и Унгария
- Нови междусистемни връзки на Булгартрансгаз: България - Турция (ITV), България - Румъния (IBR)
- Мрежа, управлявана от друг оператор
- Планирани нови газопроводи, на друг оператор
- Газодегултираща / измервателна станция
- Компресорна станция
- ◆ Подземно газово хранилище Чирен