

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2021–2030г.

Март 2021г.

**Одобрен с Решение по Протокол 516/11.03.2021 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	3
ВЪВЕДЕНИЕ	5
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	6
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И	9
СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	9
ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА	11
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ	11
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА	17
ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	33
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	33
2. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	34
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	35
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	38
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	38
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	39
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА УСЛУГИ ПО ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ИНФРАСТРУКТУРАТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	41
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ	42
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2021-2030 Г.	45
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2021 – 2023 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	47
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 2021 – 2030 Г.....	50
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2021 – 2030 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	51
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2021 – 2030 г.....	52
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ.....	55
РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2021-2025 Г.	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ.....	79
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

LNG – втечен природен газ

ГИС – газоизмервателна станция

ГО – газопроводно отклонение

ГРС – газорегулираща станция

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

ЕС – Европейски съюз

ЕК – Европейска комисия

ЕБВР – Европейска банка за възстановяване и развитие

ЕИБ – Европейска инвестиционна банка

МСЕ/CEF – Механизъм за свързване на Европа (Connecting Europe Facility)

ПОИ/РСІ – проекти от „общ интерес“ (Project of Common Interest)

ГРП – газоразпределително предприятие

МЕ – Министерство на енергетиката

МРРБ – Министерство на регионалното развитие и благоустройството

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

БЕХ – „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД

КВ – кранов възел

КЕП – крайно енергийно потребление

КС – компресорна станция

ОС – очистно съоръжение

МРа – мегапаскал (единица мярка за налягане)

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

W -ват(единица мярка за измерване на мощност)

J –Джаул (единица мярка за измерване на енергия)

ОВОС – Оценка на въздействието върху околната среда

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

ПЕП – първично енергийно потребление

РС – Разрешение за строеж

СМР – строително-монтажни работи

МСП – малки и средни предприятия

ПГХ – подземно газово хранилище

Газова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД – газопреносна мрежова инфраструктура, включваща национална газопреносна мрежа и газопреносна мрежа за трансграничен пренос, и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано към нея;

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

CESEC – Central and South Eastern Europe Energy Connectivity - инициатива за енергийна свързаност в Централна, Източна и Югоизточна Европа;

EASTRING – проект за изграждане на газопреносна инфраструктура от България през Румъния и Унгария до Словакия;

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

IAP – Йонийско-Адриатически газопровод;

ТАП/ТАР – Трансадриатически газопровод;

ТАНАП/TANAP – Трансанадолски газопровод.

ВЪВЕДЕНИЕ

Десетгодишният план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД се изготвя в изпълнение на чл. 81 г., ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ). Той е разработен за периода 2021– 2030 г. и очертава визията за развитие на Дружеството в качеството му на независим преносен оператор и оператор на подземно газохранилище. Тя кореспондира с основните европейски, регионални и национални приоритети, а именно повишаване сигурността на доставките на природен газ, осигуряване на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка и трайно установяване на стабилен, либерализиран и взаимосвързан газов пазар и е в съответствие с политиките за климата и околната среда на Европа.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2030 г. са насочени към модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата основна и спомагателна газопреносна инфраструктура и прилежащите ѝ съоръжения, развитие на междусистемната свързаност, увеличаване на капацитета за съхранение и не на последно място изграждане на нова инфраструктура, подходяща за пренос на водород и нисковъглеродни горива. Тяхното изпълнение ще превърне България в регионален газоразпределителен център (газов хъб), ще допринесе за развитието на газификацията в страната, както и за постепенната декарбонизация на енергетиката и икономиката в страната.

Основната цел на Плана е да даде максимална прозрачност за бъдещите перспективи за развитие на газопреносните мрежи и съоръженията за съхранение на природен газ на Дружеството. В него са посочени и анализирани тенденциите и факторите, обуславящи необходимостта от планираните инвестиции, както и времето им разпределение. По този начин се осигурява информираност на пазарните участници с цел подпомагане за взимането на дългосрочни инвестиционни решения.

Реализацията на инвестиционната стратегия, представена в настоящия План, ще осигури възможност за повишаване използването на природен газ в страната със съответните икономически, социални и екологични ползи, както и разнообразяване на източниците и маршрутите за доставка на газ. Тя ще способства осигуряването на конкурентен пазар на природен газ и съответно по-голям избор за участниците в него. Това от своя страна би довело до ценови стимули, които са в основата на ликвиден пазар на природен газ.

С оглед осъществяване на пълна прозрачност и баланс между интересите на преносния оператор и пазарните субекти, Десетгодишният план е обект на публична консултация, на база на която в Плана могат да бъдат отчетени и синхронизирани взаимовръзките между проектите на Дружеството и планове за развитие на заинтересованите страни.

Националните Десетгодишни планове за развитие на мрежата служат за основа при разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общността план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ (ENTSOG).

ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД



Компресорна станция „Странджа“

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

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

Приетото от КЕВР Решение потвърждава, че „Булгартрансгаз“ ЕАД отговаря на критериите за сертифициране и са изпълнени изискванията за независимост, а именно:

- Управителният съвет на Независимия преносен оператор е компетентният орган, който взема решенията, свързани с текущите дейности на оператора, управлението на мрежата и дейностите, необходими за изготвяне на Десетгодишния план за развитие на мрежата;
- Независимият преносен оператор има право да взема независими решения по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката и развитието на преносната мрежа, както и по отношение на управлението на газовите режими;

- Изискванията за професионална независимост на членовете на управителния орган и на членовете на надзорния орган на „Булгартрансгаз“ ЕАД са изпълнени;
- „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с всички човешки, технически, физически и финансови ресурси, необходими за изпълнение на задълженията за извършване на дейността по пренос на природен газ;
- Дружеството има собствена корпоративна идентичност, самостоятелни системи и оборудване за информационни технологии, самостоятелни помещения и системи за сигурност по отношение на достъпа до тях, както и различни външни изпълнители или външни консултанти за тези системи по отношение на достъпа до тях;
- При осъществяване на дейността си, Независимият преносен оператор предоставя услуги, които са недискриминационни между различните ползватели на мрежата и не ограничава, не нарушава и не възпрепятства конкуренцията в производството или доставките.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ. Компанията е собственик и оператор на газопреносната мрежова инфраструктура и подземното газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано с нея.

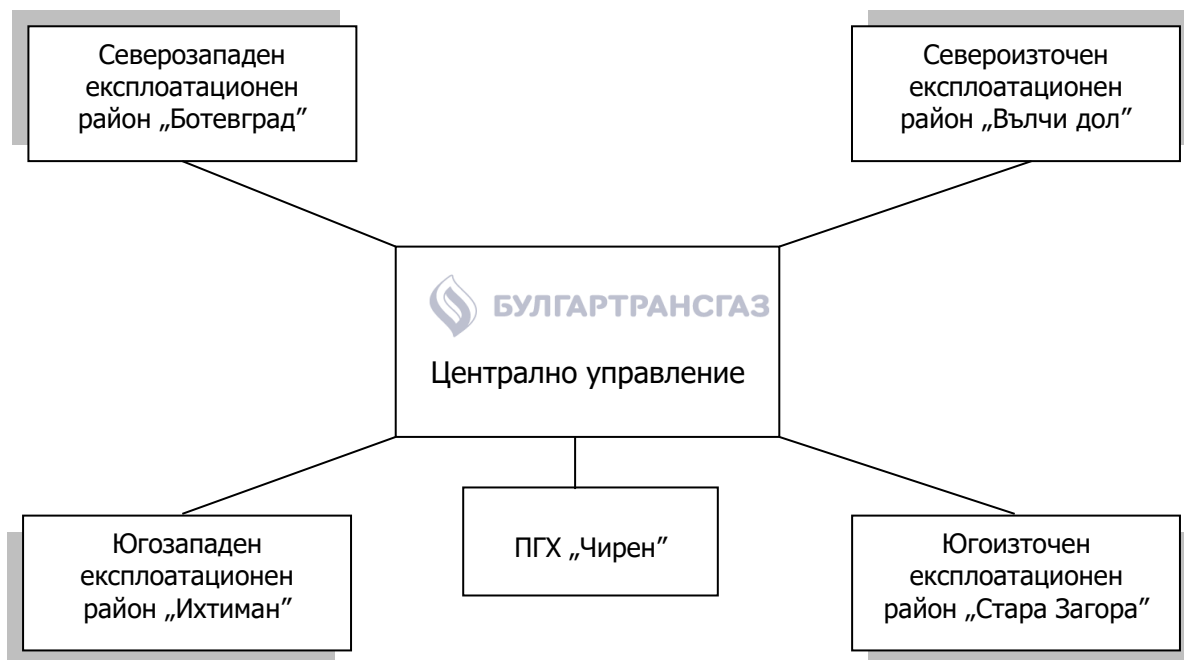
Дружеството притежава следните лицензии, издадени от ДКЕВР:

- За пренос на природен газ: Лицензии № Л-214-06 и № Л-214-09 от 29.11.2006 г.
- За съхранение на природен газ: Лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г.

Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които следват европейското законодателство в тази област.

„Булгартрансгаз“ ЕАД има ключова роля и отговаря за единното управление, надеждното функциониране и ефективното използване на газопреносната система, в т.ч. газопроводите, компресорните станции и ПГХ „Чирен“. Дейностите включват пренос на природен газ при спазване на изискванията за качество и отчитането му, развитие на мрежите в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването и газовия сектор, както и поддържане, експлоатация, управление и развитие на Подземно газово хранилище „Чирен“. Всички тези услуги се предоставят при условията на равнопоставеност на потребителите. Отделно от това в Дружеството се извършва инженерингова, инвестиционна и сервизна дейност.

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



От своето създаване „Булгартрансгаз“ ЕАД се стреми непрекъснато да подобрява качеството на предлаганите услуги, като същевременно да способства и стимулира развитието на газовия пазар в България. Дружеството извършва инвестиции, целящи повишаване на надеждността и развитието на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД следва политика на прозрачност, недискриминационност и работи в пълно съответствие с изискванията на приложимото европейско и българско законодателство.

ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



Компресорна станция „Ихтиман“

Газовата инфраструктура, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД на територията на Република България, се състои от газопреносна мрежова инфраструктура и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано към нея.

Газопреносната мрежова инфраструктура включва национална газопреносна мрежа и газопреносна мрежа за трансграничен пренос. Тя осигурява пренос на природен газ за потребителите в страната, както и пренос на природен газ за съседните страни Турция, Гърция, Сърбия, Румъния и Северна Македония. Тя се състои от 3276 км газопроводи и газопроводни отклонения, както и десет компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Кардам-2“, КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“, КС „Расово“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с приблизително обща инсталирана мощност в размер на 355 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения.

Подземното газохранилище „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с приблизителна обща инсталирана мощност в размер на 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 5 813 500 MWh природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовете налягания и други фактори, е от 5 285 MWh/d до 40 377 MWh/d (0.5 до 3.82 mcm/d при 10.57 MBч/1000м³) за добив, а за нагнетяване от 5 285 MWh/d до 33 824 MWh/d (0.5 до 3.2 mcm/d при 10.57 MBч/1000м³). В аварийна ситуация максималният капацитет за добив е до 49 679 MWh/d (4.7 mcm/d при 10.57 MBч/1000м³) при пълно

газово хранилище и за кратък период от време (максимално до 30 дни).

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

Точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 1/Кардам – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), намираща се на българо-румънската граница в района на с.Кардам, община Генерал Тошево;

Точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 2, 3/Кардам – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), на българо-румънската граница в района на с.Кардам, община Генерал Тошево;

Точка на междусистемно свързване (IP) Кулата/Сидирокастро – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от DESFA S.A. (Гърция), намираща се на българо-гръцката граница в района на с. Кулата, община Петрич;

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

Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа 2/Малкочлар – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TAGTAS (Турция), намираща се на българо-турската граница, в района на с. Странджа, община Болярово;

Точка на междусистемно свързване (IP) Киреево/Зайчар – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от Газтранс (Сърбия), намираща се на българо-сръбската граница в района на с. Киреево, Община Макреш;

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

Точка на междусистемно свързване (IP) Русе/Гюргево – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), на българо-румънската граница в района на с. Мартен община Русе;

Трансферна точка между ГМТП и НГПМ – агрегирана връзка на газопреносната мрежа за трансграничен пренос и националната газопреносна мрежа за трансфериране между тях;

ГИС Галата – входна точка от местен добив на газопреносната мрежа;

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

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



Компресорна станция „Лозенец“

1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ

1.1.Общ преглед на пазара

Дейностите по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД са регулирани и се извършват в съответствие с издадените от ДКЕВР лицензии. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове. Като преносен оператор от държава членка на ЕС, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, които се разширяват и допълват с Регламенти, установяващи мрежови кодекси в областите, предвидени в Регламент (ЕО) 715/2009.

1.1.1. Потребление на природен газ

Потреблението на природен газ в България през 2020 г. е 31 337 GWh, което бележи повишение от 2,86% спрямо потреблението през 2019 г. (30 465 GWh).

По данни от Общия енергиен баланс на НСИ за 2019 г., природният газ има дял от 13.13% в първичното енергийно потребление и 12.96% в крайното потребление на горива и енергия.

Делът на природния газ в енергийния баланс на страната продължава да е по-нисък в сравнение със средните стойности за страните от ЕС, но има потенциал за значителен и устойчив ръст, предвид развиващата се газификация и ролята на природния газ като преходно гориво към нисковъглеродна икономика.

1.1.2. Основни източници на природен газ

В Република България няма открити значими находища на природен газ. Потреблението в страната се осигурява в най-голяма степен чрез внос и с добив на ограничени количества природен газ от находища „Галата“ и ГИС „Долни Дъбник“.

„Булгартрансгаз“ ЕАД работи активно и последователно за подобряване на междусистемната свързаност чрез усилване и развитие на връзките със съседните страни и осигуряване на възможност за доставки от различни нови източници, включително LNG.

До 2019 г. вносът се осъществява основно по маршрута Русия-Украйна-Молдова-Румъния през IP Негру Вода 1/Кардам и IP Негру Вода 2,3/Кардам. След въвеждането в експлоатация на 11 км нов газопровод от българо-турската граница до КС „Странджа“ и новата газоизмервателна станция „Странджа“, е осигурен капацитет за внос на 576.03 GWh/d през нова точка на междусистемно свързване IP Странджа 2/Малкочлар на границата с Турция.

В края на 2019 г. и началото на 2020 г. капацитетите за пренос съответно от Румъния към България и от Гърция към България бяха съществено повишени.

Считано от 01.11.2019 г., капацитетът на IP Русе/Гюргево в посока от България към Румъния е повишен до 26,4 GWh/d, а от Румъния към България – до 26.9 GWh/d.

„Булгартрансгаз“ ЕАД и Transgaz S.A. имат сключено Споразумение за междусистемно свързване на IP Негру Вода 1/Кардам, позволяващо пренос на газ от България към Румъния с капацитет 121,6 GWh/d.

В резултат от успешното сътрудничество между „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA от 01.04.2019 г. капацитетът на IP Кулата/Сидирокастро за пренос в посока от Гърция към България беше повишен до 46,5 GWh/d, а от 01.01.2020 г. – до 64.8 GWh/d.

Това позволи през 2019 и 2020 г. в България да бъдат доставени значителни количества природен газ от алтернативни източници, включително втечен природен газ от САЩ през терминала в Ревитуса, Гърция.

През 2019 г. над 18% от доставките на газ за България са от алтернативни източници. За 2020 г. дялът им в общото потребление на страната е близо 24%.

През 2019 г. и 2020 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	2019		2020	
		Количество, GWh	Относителен дял	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос, в т.ч.	30 390	99,8%	31 011	99,0%
1.1.	Руска федерация	24 802	81,6%	23 602	76,1%
1.2.	Други източници	5 588	18,4%	7 409	23,9%
2	Местен добив	75	0,2%	326	1,0%
	ОБЩО	30 465	100%	31 337	100%

1.1.3. Основни потребители и участници на пазара на природен газ. Създаване на организиран газов пазар.

Основни участници на пазара на природен газ в България са:

- „Булгартрансгаз“ ЕАД – комбиниран газов оператор, лицензиран да осъществява дейностите пренос и съхранение на природен газ;
- „Булгаргаз“ ЕАД – обществен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставката на природен газ до крайни снабдители и до лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, при цени и условия, одобрени от КЕВР;
- Търговци на природен газ – сключват сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, крайните снабдители, клиенти, други търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с комбинирания оператор;
- „Газов Хъб Балкан“ ЕАД – Оператор на платформа за търговия, осигуряващ търговска среда за организиран борсов пазар за търговия с природен газ на двустранен принцип;
- Газоразпределителни предприятия – съвместявайки дейността снабдяване с природен газ от краен снабдител с дейността разпределение на природен газ, доставят природен газ до клиенти, присъединени към техните мрежи. Техен ангажимент е изграждането и развитието на газоразпределителните мрежи, в съответствие с одобрени от КЕВР дългосрочни бизнес планове и условия;
- Небитови клиенти на природен газ, присъединени към газопреносни мрежи;
- Битови и небитови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителни мрежи.
- „Булгартрансгаз“ ЕАД има сключени договори за достъп и пренос и/или съхранение на природен газ с над 70 компании, търговци на природен газ.

Към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени добивните предприятия и две основни групи клиенти – небитови клиенти и газоразпределителни предприятия.

Основни потребители на услугите по пренос на природен газ в страната са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, търговски дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, крайни снабдители, както и други ползватели на газопреносната мрежа и търговци на природен газ.

Дейностите по „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от крайни снабдители“ на клиенти, присъединени към разпределителните мрежи, се извършват от регионални и локални газоразпределителни предприятия, работещи в условията на лицензионен режим и ценова регулация. С най-голям пазарен дял са „Овергаз Мрежи“ АД, следван от „Аресгаз“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и др.

В края на 2020 г. на територията на Република България 24 лицензирани газоразпределителни дружества осъществяват дейност на 35 лицензионни територии, които обхващат 173 общини, представляващи 65% от всички общини в страната.

Общият брой клиенти на газоразпределителните дружества към 31.12.2020 г. е 132

424, от които небитови 7 772 бр. (5,9%) и 124 652 битови клиенти (94,1%). Броят на клиентите е нараснал с 10,6% за една година - от 119 745 през 2019 г. на 132 424 през 2020 г. Битовите клиенти са е увеличили с 11,1%, а небитовите – с 2,4%.

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е по-нисък в сравнение с държавите от ЕС, но е с тенденция към непрекъснато се увеличаване. На национално ниво се изпълняват програми за насърчаване на битовата газификацията и са предприети мерки за подпомагане на крайните потребители. Изгражда се и нова инфраструктура за разпределение на природен газ.

В различен стадий на реализация са редица проекти, водещи до повишаване на степента на либерализация и ликвидността и диверсификацията на националния газов пазар.

Диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ е част от концепцията за Газов хъб „Балкан“. Освен подобряване на сигурността на доставките в страната и региона, тя позволява повишаване на степента на либерализация и на ликвидността на националния газов пазар.

В резултат от сътрудничеството между българското правителство, ЕК и „Булгартрансгаз“ ЕАД, в края на 2019 г. започна работа платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД с Програмата за освобождаване на газ от обществения доставчик. От началото на 2020 г. при нарастващ интерес функционират и краткосрочен сегмент (спот), дългосрочен сегмент и брокерска услуга. Към м. декември 2020 г. на платформата са регистрирани 42 компании-участници.

Около 40% от участниците са международни компании с опит в търговията с природен газ на европейските пазари и богато портфолио, останалите около 60% са местни търговци на природен газ, както и големи индустриални потребители в страната. В допълнение към тях, съгласно изискванията на Регламент 312/2014 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява задълженията си за извършване на действия за балансиране чрез покупка и продажба на краткосрочни стандартизирани продукти на платформата за търговия.

През 2020 г. е налице устойчиво повишение на броя сделки и съответно изтъргувани количества в сравнение със старта през януари месец 2020 година. Налице е и конвергенция на цените постигнати на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД спрямо тези на развитите европейски хъбове. Едва година след старта си, цените на българската платформа за търговия на природен газ са много близки, като в голяма част от случаите, дори по-ниски от цените, постигнати на Централно Европейския Газов Хъб в Австрия.

Имплементиране на допълнителни продукти и услуги, като например въвеждането на клирингови механизми, обхващащи цялостната борсова търговия, са предпоставка за подобряване на ликвидност на българския пазар и оптимизация на броя търговци, търгуващи на борсата, осигурявайки гарантирано конкурентни цени за потребителите. Благодарение на непрекъснатото подобряване на междусистемната свързаност, осъществявано от „Булгартрансгаз“ ЕАД, този ефект ще има изражение не само в страната, но и в целия регион.

1.1.4. Съхранение на природен газ

ПГХ „Чирен“ има основна роля за компенсирането на сезонните неравномерности в потреблението на природен газ и осигуряването на аварийен резерв при непредвидени и форсмажорни ситуации.

Общо реално нагнетените количества в ПГХ „Чирен“ за 2020 г. са 3 822 GWh, а виртуално - 378 GWh, добитите количества са 4 369 GWh реално и 261 GWh - виртуално.

Основният потребител на услугите за съхранение на природен газ е „Булгаргаз“ ЕАД. През 2020 г. се наблюдава значителен ръст на количествата, съхранени за нуждите на други търговци, ползващи услугата.

1.1.5. Местен добив на природен газ

От 2004 г. „Петрокектик България“ (предишна „Мелроуз рिसорсис“) започва 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 газопреносната мрежа във входна точка ГИС Галата. Добив осъществява и компанията „Проучване и добив на нефт и газ“ АД във входна точка ГИС Долни дъбник.

Във връзка с предоставените от Министерството на енергетиката на България разрешения за търсене и проучване на нефт и природен газ са налице очаквания и за повишаване на дела на местния добив и намаляване на зависимостта на страната от внос на природен газ. Предоставените разрешения включват участъци както на сушата, така и в акваторията на Черно море.

Компанията Total, в партньорство с Repsol и OMV, има издадено разрешение за търсене и проучване на нефт и газ в „Блок 1-21 Хан Аспарух“ в дълбоководната част на Черно море.

През 2016 г. бе подписан договор с компанията Shell за търсене и проучване на нефт и газ за срок от 5 години в „Блок 1-14 Силистар/Хан Кубрат“. През 2019 г. с Решение на Министерски съвет, Министъра на енергетиката сключи допълнително споразумение към договора за търсене и проучване на нефт и природен газ с Shell International Exploration & Development Italy S.P.A., „Уудсайд Енерджи (България) Лимитид“ и „Репсол България Хан Кубрат С.А.“.

В страната има издадени и множество други концесии за добив на природен газ, като добивът от тези концесии е с ограничен ресурс и покрива незначителна част от годишното потребление.

В контекста на гореизложеното, инвестиционните планове на газопреносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД ще продължат да бъдат разработвани в синхрон с прогнозите за търсенето в страната и региона, потенциалните допълнителни количества природен газ от местен добив и вноса от нови и съществуващи входни точки.

1.2. Пазарен потенциал и перспективи за развитие

България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на вече реализираните и на планираните нови проекти има потенциал да се превърне във важен фактор за осигуряване на енергийната сигурност и диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона.

Въпреки относително ниския дял в крайното енергийно потребление, газът е значим природен ресурс с потенциал за увеличаване на дела му в общото енергийното потребление на страната през следващите години.

Към момента делът на битовото газоснабдяване в България остава нисък в сравнение с други страни членки на ЕС, но е с непрекъснат тренд на увеличение. Насърчаването на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони и осигуряване на достъп до природен газ на нови общини, разпределителни дружества и потребители е приоритет в Енергийната стратегия на Р. България, респективно в дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Природният газ е в основата на политиката на ЕС за намаляване на парниковите емисии до 2030 г. Газовата инфраструктура ще има ключова роля и за декарбонизацията и постигането на въглеродна неутралност до 2050 г. Политиката на ЕС е насочена към преустановяване използването на въглища и поетапно увеличение на използването на алтернативни екологосъобразни енергоносители като водорода. В проекта на Национален план за възстановяване и устойчивост е включено предложение за изграждане във въглищните региони в България на нова газопреносна инфраструктура, пригодна за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива. Планира се новата инфраструктура да бъде част от мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Тя ще бъде достъпна за всички потребители, включително въглищните топлоелектрически централи.

С изграждането на проектите за нова газова инфраструктура в страната и региона и с реализацията на концепцията на Газов хъб „Балкан“ се очаква значително повишение на количествата природен газ, които ще бъдат транзитирани през България за страните от региона. Ключови са проектите за изграждане на междусистемни газови връзки на България със Сърбия и Гърция – интерконекторите България-Сърбия (IBS) и Гърция-България (IGB).

Газов хъб „Балкан“ има потенциала да свързва всички основни газопроводни проекти на Югоизточна Европа и да гарантира на европейските потребители прозрачен и недискриминационен достъп до широк кръг от източници на доставка, включително от терминалите за втечнен природен газ в Гърция. Концепцията се реализира с подкрепата на Европейската комисия.

Важна стъпка за постигане на диверсификация и повишаване на сигурността на доставките на природен газ е „Независимата система за природен газ Александруполис“, високотехнологичен проект за плаващ терминал за приемане, съхранение и регазификация на втечнен природен газ, в който „Булгартрансгаз“ ЕАД е акционер. Терминалът ще бъде второто съоръжение за LNG в региона след този в Ревитуса, Гърция, до което България ще има достъп. Проектът допринася за

реализиране на цялостната концепция за Газов хъб „Балкан“. Благодарение на терминала страните в региона ще получат възможност пълноценно да се възползват от растящия пазар на втечен природен газ в света и конкурентните цени, които той предлага. Реализацията на проекта ще засили диверсификацията на източниците на природен газ за региона и ще стимулира конкуренцията в полза на крайните потребители.

Развитието на газовата инфраструктура в страната и региона и реализирането на концепцията за български газоразпределителен център предопределят потенциала на ПГХ „Чирен“ и като търговско хранилище. С предприетите дейности за поетапно увеличаване на обема на хранилището ще се насърчи търговията с природен газ, ще се повиши пазарната конкуренция и ще се допринесе за функционирането на ликвиден газов пазар.

Във връзка с работите по проучване на местни залежи от природен газ и предоставени концесии за разработка на находищата в България и региона (както сухоземни, така и в шелфа на Черно море), се очаква в следващите 10-15 години делът на местния добив да се повиши.

Описаните перспективи са в основата на целите и инвестиционните планове на „Булгартрансгаз“ ЕАД и намират отражение в цялостната корпоративна политика, насочена към установяването на България като значим регионален газоразпределителен център.

2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА

По данни от доклад на IEA за 2020 г. търсенето на газ в Европа ще се запази стабилно в периода 2019 - 2025 г. В последните години потреблението на природен газ в ЕС бележи ръст след спада, породен основно от икономическата криза и ниската цена на въглищата. Постепенното възстановяване на икономиката, ангажиментите за намаляване на парниковите газове и непрекъснато растящата цена на квотите за емисии неминуемо ще доведат до повишаване на търсенето на природен газ. Същевременно се реализират редица проекти за доставка на природен газ до европейския пазар от нови източници и по нови маршрути.

Увеличават се броят и натовареността на терминалите за втечен газ и новите газопроводи за внос на газ от страни извън ЕС. Все по-голямата конкуренция е сред предпоставките за понижаване на цените, което допълнително стимулира търсенето за сметка на въглищата и петрола. Очакванията са в следващите години ролята на природния газ да се запази на фона на обвързващия ангажимент на ЕС за намаляване на емисиите на парникови газове до 2030 г. с 40% спрямо 1990 г. и поетапното извеждане от експлоатация на въглищни и ядрени енергийни мощности.

Нарастващата нужда от устойчиво развитие на транспортния отрасъл също акцентира върху използването на природния газ като алтернативно гориво. В последните години корабоплавателната индустрия също се фокусира към употребата на втечен природен газ.

Развитието на пазара на природен газ в региона е свързано с очакванията за ръст на потреблението в съседните на България държави. Това се дължи в голяма степен на възможностите за доставки на природен газ по нови трасета и от нови източници: Южния газов коридор, „Турски поток“, Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница, терминалите за ВПГ, както и потенциала на местния добив.

Всички перспективи са в синхрон с плановете за изграждане на нови интерконекторни връзки между газопреносните системи на България и съседните страни, както и с реализацията на Газов хъб „Балкан“. В този контекст изключително важни са разширението и модернизацията на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД и разширението на капацитета за съхранение.

Прегледът на пазарите на природен газ в съседните страни очертава основните тенденции за развитие на регионалния газов пазар в условията на диверсификация и все по-осезаема ценова конкуренция.

2.1 Гърция

Потреблението на природен газ в Гърция бележи стабилен ръст. През 2019 г. потреблението възлиза на 5,26 млрд. м³/г., като значителен дял от нея все още заема производството на електроенергия.

Потреблението в страната се осигурява основно от внос през България, Турция и от източници на втечен природен газ. Гръцката компания DEPA S.A. има договори за доставка на природен газ с ООО „Газпром экспорт“, „BOTAS“ и втечен природен газ със Sonatrach.

DEPA S.A. следва плановете за разширяване на газоразпределителната мрежа в страната, за да отговори на непрекъснато нарастващия брой битови потребители и растящото потребление.

На гръцкия газов пазар оперират и други доставчици. Дейността на Prometheus Gas включва доставки на природен газ, изграждане на газопроводи за високо и ниско налягане и на енергийни обекти, предназначени за производство на електроенергия в Гърция.

Водещата гръцка индустриална компания „Mytilineos“ участва в търговията на природен газ чрез MNG Trading S.A, която достави и първите количества LNG до съоръженията на гръцкия оператор на газопреносна система- DESFA S.A. В средата на 2020 г. „Mytilineos“ подписа дългосрочен договор с ООО „Газпром экспорт“ за внос на руски газ със срок до 2030 г.



Газопреносна инфраструктура в Гърция

Източник: *ENTSOG*

Гръцкият газопреносен оператор DESFA S.A. е собственост на консорциум между Snam, Enagás и Fluxys (66% от капитала) и гръцката държава (34% от капитала). Трите компании от консорциума са акционери и в TAP, който има ключова роля в преноса на газ по Южния газов коридор.

Сред приоритетите е строежът и на други нови интерконектори, които ще направят доставките за Европа по-сигурни и по-конкурентни, като все повече ще се разчита на експортния капацитет от Средиземно море, Близкия Изток и Централна Азия.

Trans Adriatic Pipeline

TAP е продължението на TANAP в западно направление. Газопроводът е свързан с TANAP на турско-гръцката граница през м. ноември 2018 г. и преминава през Гърция, Албания, Адриатическо море и в крайната си точка достигне до южната част на Италия. Акционери в проекта са BP (20%), SOCAR (20%), Snam S.p.A. (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) и Ахро (5%). Първоначално по него ще се пренасят 10 млрд. м³ газ. През м. ноември 2020 г. започна търговската експлоатация на TAP, който се счита за последният компонент от Южния газов коридор, предназначен за пренос на

азербайджански газ към Европа.

East Med

През м. декември 2017 г. Кипър, Гърция, Израел и Италия подписаха съвместен Меморандум за сътрудничество във връзка с изграждането на газопровода EastMedGasPipeline. Проектът предвижда пренос на природен газ от находищата в Източното Средиземноморие до Европа през остров Крит и континенталната част на Гърция и посредством IGI - до Италия. Направените предварителни оценки за тях разкриват сериозни възможности за осигуряване на енергийните нужди на Европа в периода до 2040 г.

Неотдавна Израел обяви запаси в офшорните газови находища Тамар – 305 млрд. м³, Leviathan – 649 млрд. м³., а единственото открито досега кипърско газово поле Aphrodite разполага с наличие от 129 млрд. м³.

На 02.01.2020 г. в Атина беше подписан Междуправителствен договор за изграждане на газопровода EastMed. Плановият капацитет е 10 млрд. м³ газ годишно, с възможности това количество да достигне до 16 млрд. м³ при доказан икономически интерес. Окончателното инвестиционно решение трябва да бъде взето през 2022г., а самото изграждане на съоръжението е планирано да приключи в края на 2026 г. Газопроводът EastMed е проект от „общ интерес“ в Четвъртия списък на ЕК и има перспектива да се превърне в алтернативен енергиен коридор за Европа. САЩ също оказват подкрепа за реализацията на проекта.

България проведе предварителни разговори за възможни бъдещи доставки на природен газ от Израел и Кипър – от офшорните газови находища в Източното Средиземноморие по възможните маршрути - чрез проекта на подводен газопровод EastMed GasPipeline, чрез LNG и др.

IGB (Междусистемна газова връзка Гърция-България) – Газопроводът е в процес на изграждане и се очаква да бъде въведен в експлоатация до края на 2021 г. Изграждането на интерконектора има стратегическо значение за реализацията на Вертикалния газов коридор (Гърция - България - Румъния - Унгария), осигуряващ достъп до природен газ от Южния газов коридор и LNG до Югоизточна и Централна Европа, както и Украйна.

Poseidon

Poseidon е част от Южния газов коридор, свързващ Турция – Гърция – Италия. Първоначално предвиденият капацитет е 15 млрд. м³/г. на гръцко-турската граница с възможност за разширение до 20 млрд.м³/г. Реализирането на този проект ще даде възможност на Италия и Европейските страни за доставка на природен газ от Каспийско море или Близкия изток. Проектът е включен и в Четвъртия списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК.

Ionian Adriatic Pipeline

Разработени са планове и са обсъждани възможни маршрути за разклонение на ТАР в северозападно направление – Йонийско-Адриатически Газопровод (IAP) с капацитет 5 млрд. м³/г, чрез който ще се доставя газ за Албания, Черна гора, Южна Хърватия и

Босна и Херцеговина, за което има подписан Меморандум за разбирателство между страните за подкрепа на политическо ниво. Планира се газопроводът IAP да бъде свързан с Трансатлантическия газопровод (TAP), като консорциумът TAP има подписан Меморандум за взаимно разбирателство и сътрудничество с газопреносните оператори на съответните държави (BH-gas, Plinacro и Geoplin Plinovodi), както и с енергийните министерства на Албания и Черна гора.

Четири газопреносни оператора - Montenegro Bonus, Albgaz, BH-Gas и Plinacro през м. септември 2019 г. се договориха за създаването на съвместна компания за изграждането на газопровода.

Trans Caspian Pipeline

През 2018 г. Европейският съюз поднови преговорите с Азербайджан и Туркменистан за реализацията на Транскаспийския газопровод, който фигурира и в Четвъртия списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК - като част от разширен „Южен газов коридор“, целящ диверсификация на доставките с туркменистански газ.

Revithoussa LNG Terminal

За осигуряване на необходимите количества природен газ, при растящо вътрешно потребление, Гърция има възможност да ползва различни източници за доставка, включително изградения терминал за втечен природен газ в Revithoussa. През 2019 г. бяха осъществени първи доставки за българския пазар на втечен природен газ, включително от САЩ. През 2020 г. бяха внесени значителни количества американски втечен природен газ и за гръцкия пазар.

Терминалът е с годишен капацитет до 7 млрд. м³, като капацитетът за съхранение е 225 000 м³. LNG терминалът е все още частично използван и има свободен капацитет за съхранение и подаване на газ. Направените технически подобрения до известна степен са свързани и с развитието на проекта Poseidon Med II (2015-2020), чрез който се предвижда част от капацитета на терминала да се използва за нуждите на корабоплаването. Натоварването на съоръжението през миналата година достигна 63%.

Alexandroupolis Independent Natural Gas System

Обявеният от гръцката компания Gastrade S.A. проект за изграждане на нов LNG терминал в Егейско море – Alexandroupolis се намира в стратегическа близост до газопреносната мрежа на DESFA S.A. и е класиран от Европейската комисия като проект от „общ интерес“ в Четвъртия списък на ЕК.

През м. февруари 2017 г. една от големите международни флотилии, притежаващи танкери за транспортиране на втечен природен газ – Gas Log Ltd., придоби 20% от Gastrade S.A. Към този LNG-терминал интерес прояви DEPA S.A., която подписа споразумение за акционерно участие.

През м. март 2020 г. „Gastrade“ S.A. оповестиха успешно приключилото провеждане на обвързващата фаза на пазарния тест за резервиране на капацитет.

През м. август 2020 г. в Атина „Булгартрансгаз“ ЕАД подписа окончателното споразумение за покупко-продажбата на 20% от капитала на „Gastrade“ S.A. На 28

януари 2021 г. след разрешение от Комисията за защита на конкуренцията на Р. България процесът по придобиване на акции от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД в проектната компания бе финализиран.

Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция на 6,1 млрд. м³ годишно. Капацитетът за съхранение е 170 хил. м³. Очаква се да бъде въведен в търговска експлоатация в началото на 2024 г. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и др.

Проектът ще бъде в синергия с въведения в експлоатация ТАР, с изграждащите се българо-гръцка газова връзка (IGB) и разширението на подземното газохранилище „Чирен“. Строителството на терминала също така ще допринесе за реализиране на цялостната концепция за Газов хъб „Балкан“, която предвижда чрез изграждане и развитие на необходимата газопреносна инфраструктура да се свържат пазарите на природен газ на страните в Централна и Източна Европа.

Газохранилище South Kavala

В Четвъртия списък проекти от „общ интерес“ е заложено изграждането на подземно газохранилище с планиран капацитет 1 млрд. м³, както и измервателна и регулираща станция. Проектът се състои в трансформиране на почти изчерпаното подводно находище на природен газ в подземно хранилище, което има благоприятна геоложка структура и се намира в близост до съществуваща газопреносна инфраструктура, което се експлоатира от Energean Oil & Gas S.A. През 2020 г. агенция HRADF, която управлява концесията обяви, че са получени три първоначални оферти за договор за разработване и управление от страна на China Machinery Engineering с Maison Group, гръцката DESFA с GEK Terna и Energean Oil & Gas.

Изграждането на подземното съоръжение за съхранение на природен газ ще повиши сигурността на доставките на гръцкия пазар и ще подобри управлението на портфолиото на доставчиците.

Към момента страната не разполага със собствено подземно газохранилище.

По отношение на местния добив, Гърция следва плановите си за търсене и разработване на нови находища на газ. През 2019 г. страната подписа с международен Консорциум включващ „Total“ (40%), „ExxonMobil“ (40%) и гръцката „Hellenic Petroleum“ (20%) договор за предоставяне правата за проучване и добив на въглеводороди в морските зони - Западен и Югозападен Крит.

2.2 Турция

Потреблението на природен газ в Турция през 2019 г. възлиза на 44.9 млрд. м³, което бележи спад с 9% на годишна база спрямо 2018 г.

Значителен дял от природния газ в Турция се използва за генериране на електрическа енергия. Очаква се в бъдеще търсенето да се увеличава, тъй като Турция планира изграждането на нови газови електроцентрали.

Потреблението от домакинствата и промишлеността също се очаква да нарасне, наред

с изграждането на повече разпределителни газопроводи и разширяването на съществуващите разпределителни мрежи в резултат на приватизирането на разпределителните компании. Турция има за цел да се превърне в център за търговия с природен газ в региона, като страната разширява газопреносната мрежа, броя на съоръженията за регазификация на втечнен природен газ и газохранилищата. В страната има действаща енергийна борса за природен газ.

Турция добива малки количества природен газ, които покриват незначителна част от вътрешното потребление. Делът на руския газ, който страната внася чрез двата газопровода през Черно море - „Син поток“ и „Турски поток“ в последните години намалява. Това се дължи на факта, че снабдяването се диверсифицира чрез доставки от Иран и Азербайджан, както и втечнен природен газ от различни източници.

Броят на компаниите, притежаващи лиценз за износ на природен газ от Турция, нараства и към 2020 г. е 18. По данни на EMRA капацитетът за износ по газопроводи е между 10 и 15 млрд. м³/г. От миналата година има издаден и лиценз за износ на природен газ към територията на Р. България на компанията Danske Commodities - дъщерно дружество на Equinor.



Газопроводна инфраструктура в Турция

Източник: *ENTSOG*

За покриване на очаквания ръст в потреблението на природен газ Турция разчита на Трансанадолския газопровод (TANAP), по който вече се транспортира газ от азербайджанското находище „Шах Дениз II“ (с доказани запаси изчислени на 1.2 трилиона м³) от грузинско-турската граница до западната граница на Турция. Капацитетът на първия етап е 16 млрд. м³/г., от които 10 млрд. м³/г. се транзитират до европейските пазари, а за задоволяване на нуждите на вътрешното потребление в Турция са договорени 6 млрд. м³/г. Планирано е развитие на проекта чрез поетапно увеличение на капацитета съответно до 23 млрд. м³/г. до 2023 г., 31 млрд. м³/г. до 2026 г. и през последната фаза да достигне до 60 млрд. м³/г. Акционерното участие в

TANAP е: 51% Southern Gas Corridor, 7% SOCAR Turkey Enerji, 30% BOTAS и 12% British Petroleum (BP). Първата фаза на газопровода TANAP от турско-грузинската граница до Ескишехир беше завършена през 2018 г., втората фаза от проекта от Ескишехир до турско-гръцката граница беше завършена в средата на 2019 г. и през м. септември бяха транспортирани 2.7 млрд. м³ газ за Турция. Експортът за Европа започна през м. ноември 2019 г.

През 2019 г. беше въведен в експлоатация морският газопровод „Турски поток“ с проектен капацитет 31,5 млрд. м³/г. През 2019 г. проектната компания TürkAkım Gaz Taşıma A.Ş. въведе в експлоатация и газопровода от приемния терминал до българо-турската граница. Търговските доставки по газопровода започнаха на 01 януари 2020 г.

Турция разполага с четири терминала за втечен природен газ (два плаващи и два наземни) с общ капацитет за доставка на над 26 млрд. м³ газ годишно, като за част от тях се предвижда разширение в следващите години. Планира се изграждането и въвеждането в експлоатация и на трети плаващ терминал (FSRU) до края на 2021 г.

Натоварването на LNG терминалите в страната достига 42%. Това се дължи предимно на увеличените доставки от Алжир. Също така страната внася втечен газ и от Катар, САЩ и др. Делът на LNG във вноса на газ в Турция за първи път надхвърля 30%.

Понастоящем, капацитетът на всички газови хранилища в Турция, заедно с изградените мощности за съхранение в действащите в страната регазификационни терминали, надвишава 4.5 млрд. м³. Това възлиза на около 10% от общото годишно потребление на природен газ в Турция през последните години (45 – 50 млрд. м³).

Съгласно плановете на Министерството на енергетиката на Турция се очаква в обозримо бъдеще страната да се нуждае от около 10 млрд. м³ активен газ в периода до 2025 г., който да бъде съхраняван във всички подземни газови хранилища, заедно с капацитетите за съхранение в изградените регазификационни терминали. В тази връзка, страната от години изпълнява програма по разширение на действащи газохранилища и изграждане на нови такива на своя територия. Турция към момента разполага с 2 газови хранилища – Tuz Golu – 1 – (Sultanhanı, Aksaray) и Silivri (Marmara), съответно с капацитет 1,2 и 2,84 млрд. м³. Предстои разширение на Silivri с допълнителен капацитет от 1.5 млрд. м³. В процес на изграждане са и новите газови хранилища - Tarsus с планиран капацитет от 4.0 млрд. м³ и Tuz Golu – 2 с планиран капацитет 5.0 млрд. м³.

Реални са възможностите за допълнителен добив и от газовото находище SASB, разположено в плитките води на Черно море, на което с дял от 49% оперира Trillion Energy International Inc. Все още се чака потвърждаване на запасите и се водят преговори със сондажни компании за започване на преустройство на находището, както и за изграждането на нови платформи за добив. До сега са добити 1.16 млрд. м³ газ.

През 2020 г. Турция анонсира откритието на ново дълбоководно газово находище с капацитет от 320 млрд. м³ в блока Туна-1 (преименуван на поле Сакария) в Западно Черно море. Плановете са добивът да започне през 2023 г. и към момента турската ТРАО търси инвеститори.

2.3 Румъния

Потреблението на природен газ в Румъния през 2019 г. е 11.2 млрд. м³. Страната задоволява над 85% от търсенето на природен газ благодарение на местен добив. Необходимите допълнителни количества за задоволяване на търсенето в страната се осигуряват от внос, в т.ч. през точките на междусистемно свързване с България IP Негру Вода 1/Кардам и IP Русе/Гюргево.

Румъния се характеризира с добре развита газопреносна инфраструктура и междусистемна свързаност с Украйна, България, Унгария и Молдова и висока степен на развитие на разпределителните мрежи. Съгласно прогнозите за търсенето на природен газ в Румъния се очаква в следващите години да се запази в границите до около 13 млрд. м³/г. Румънският оператор на газотранспортна система Transgaz S.A. и Централноевропейският газов хъб (CEGH) в Австрия, подписаха през 2019 г. споразумение за създаване на румънско акционерно дружество Romanian Gas Hub, което да управлява румънската виртуална търговска точка (VTP). В тази връзка се планира реорганизация на дейности в газовия сектор с цел улесняване на търговията с газ и постигане на най-ефективните цени в при гарантирано качество на услугите.

Програмата за развитие на газовата инфраструктура в Румъния е обвързана до голяма степен с развитието на находищата в Черно море. В тази връзка е планирана модернизация и разширение на съществуващия газов коридор, свързващ румънската газопреносна мрежа с унгарската и включващ газопроводи и компресорни станции. Проектът е включен в Десетгодишния план за развитие на румънския газов оператор TRANSGAZ S.A.

BRUA (Bulgaria-Romania-Hungary-Austria) – в края на 2020 г. Румъния анонсира приключването на Фаза I от проекта включваща: газопровод с дължина 479 км между населените места Подишор и Рекаш и три компресорни станции Podisor, Bibesti и Jura, с възможност за осигуряване на реверсивен пренос на газ. С изграждането на компресорна станция Podisor се осигури повишаване на капацитета за пренос на газ към България чрез интерконектора Русе – Гюргево.

Държавната компания Transgaz S.A. отговаря за изграждането на инфраструктурата на румънска територия. Проектът осигурява капацитет за двупосочен пренос от 1,5 м³/г от или към България и 4,4 м³/г годишно от или към Унгария. BRUA е проект от „общ интерес“ на ЕК, като за изпълнението му е осигурено собствено и привлечено финансиране.

С изпълнението на проекта се осигурява маршрут за пренос на природен газ от находищата в Черно море през територията на Румъния и Унгария до хъб Баумгартен в Австрия, както и реверсивност на междусистемната връзка на Румъния с Унгария. Това ще даде възможност да се осигури достъп до нови източници на газ и да се улесни транспорта на каспийски газ към пазарите в Централна и Източна Европа.

През територията на Румъния се разглежда преминаването на идейния проект „White Stream“, който е нова газова инфраструктура с предвиден проектен капацитет 16 млрд. м³/г., предназначен да пренася каспийски газ от Туркменистан.

Румъния планира изграждането на междусистемна газова връзка между Arad и Mokrin.



Газопреносна инфраструктура в Румъния

Източник: *ENTSOG*

Румъния има газова промишленост с установени традиции и значителен местен добив. В страната действат 8 газохранилища с обем за съхранение на природен газ, надвишаващ 3 млрд. м³ активен газ. Плановите за развитие на газохранилищата в Румъния предвиждат в следващите години удвояване на капацитета за съхранение до около 6 млрд. м³, което ще покрива около половината от годишното потребление в страната. В Четвъртия списък на проектите от „общ интерес“, в областта на съхранението на природен газ в Румъния са предвидени разширение на газохранилището Sarmasel в периода до 2022 г., както и значителни инвестиции в частното съоръжение за съхранение на газ Depomures, собственост на Engie и Romgaz.

В дълбоководния блок „NeptunDeep“ в Черно море се разработват няколко находища от румънската компания OMV Petrom (дъщерна на OMV Австрия), съвместно с американската компания „Еххон Mobil“. Според някои оценки, общите запаси надвишават 170 млрд. куб. м. По данни от първоначалния сондаж „Домино-1“ запасите на находището са оценени в диапазона от 42 до 84 млрд. м³ с очаквани годишни нива на добив от 6,5 млрд. м³. През 2019 г. представители на „ЕххонMobil“ обявиха намерението си да продадат лиценза в акваторията на Черно море. Консорциумът от румънската нефтена и газова група OMV Petrom, румънската държавна компания S.N.G.N. Romgaz S.A и полската PGNiG е заинтересован да поеме 50% дял на американската група в проекта Neptun Deepwater. OMV Petrom в края на миналата

година отново отложи окончателното си инвестиционно решение за Neptun.

През м. февруари 2017 г. Black Sea Oil & Gas (BSOG) контролиран от частната инвестиционна компания Carlyle Group LP, оповести открити запаси в Черно море, оценени на 10-20 млрд. м³.. В края на 2020 г. бе анонсирано, че Румъния е започнала да строи газопроводи от новите находища в Черно море и планове за въвеждането им в експлоатация през 2021 г. Компанията Black Sea Oil & Gas, започна строителство на 126-километров газопровод от черноморския блок в плитки води Midia. В него са разположени находищата Ana и Doina със запаси от около 10 млрд. м³газ, като добивът е планиран да започне в края на 2021 година. Очаква се проектът да осигурява 1 млрд. м³газ и да задоволява 10% от потреблението на страната. От страна на румънското Министерство на икономиката, енергетиката и бизнес средата има издадено разрешение за проучване и разработването на проекта за добив на газ от двете находища.

От 2018 г. OMV Petrom разработва газови залежи в южната част на страната в близост до газовото поле Маму, а в края на 2020 г. започна и нова офшорна сондажна дейност в плитките води на блока Истрия в Черно море.

В Черно море в блока EX-3-Trident, според сеизмичните данни, запасите могат да надхвърлят 30 млрд. м³газ. Lukoil обяви намеренията си да продаде своя 87,8% дял в проекта. Romgaz, който притежава 12,2% дял в проекта, е най-вероятният купувач.

Предвижда се възможност свободни количества газ, добивани от акваторията на Румъния, да постъпват и към газов хъб „Балкан“.

2.4 Република Северна Македония

Единствената междусистемна газова връзка на Р. Северна Македония е с газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД с проектен капацитет 0.8 млрд. м³/г. Потреблението на природен газ в страната бележи плавен ръст в сравнение с предходни години и в края на 2019 г. достига до 296 млн. м³/ г., като очакванията са за постепенно повишаване на търсенето.

Газопреносната инфраструктура с високо налягане захранва основно района на гр. Скопие. Пазарът на природен газ е в процес на развитие. Към настоящия момент природния газ се използва предимно в промишлеността и от местните топлофикационни дружества. Поради липсата на газопреносна инфраструктура, потребителите в югоизточната част на страната се захранват с компресиран природен газ, който се внася от България.

Министерството на икономиката на Северна Македония прогнозира, че потреблението на природен газ ще нарасне значително през следващите години след изграждането и въвеждането в експлоатация на нови ко-генериращи мощности за производство на топло и електроенергия (CHP). Предвижда се и увеличение на потреблението на газ от домакинствата. Прогнозите сочат, че търсенето на природен газ в бъдеще би могло да достигне до около 1 млрд. м³/г.

Дейността по пренос на газ се извършва от компанията „ГА-МА“ АД, която е акционерно дружество с двама акционери, притежаващи равно дялово участие (50%) -

македонската държава и македонската компания „Макпетрол“ АД.

„ГА-МА“ АД има сключен дългосрочен договор с ООО „Газпром экспорт“ с възможност за доставка до 800 млн. м³/г. природен газ до 2030 г.



Газопреносна инфраструктура в Р. Северна Македония

Източник: ENTSOG

В рамките на инициативата CESEC в идейна фаза са предложени проекти за интерконектори, свързващи газопреносната система на Северна Македония с тези на България и Гърция.

През 2019 г. DESFA S.A. съвместно с MER JSC Skopje потвърдиха намерението си за изграждането на междусистемната газова връзка между Гърция и Р. Северна Македония, по силата на подписания през 2016 г. Меморандум за разбирателство. Този проект има за цел да изгради „енергиен мост“ с Р. Северна Македония, чрез строителството на газопровода „Pipeline N. Messimvria-Skopje“. Интерконекторът има статут на „проект от общ интерес“ на Енергийната общност и е с капацитет 3 млрд. м³/г. Към момента се очакват резултатите от проучването за въздействието върху околната среда и социалното въздействие на газопровода, а строителството е планирано за 2022 г. Р. Северна Македония кандидатства за финансиране чрез Инвестиционната рамка за Западните Балкани (WBIF).

В бъдеще страната ще има достъп до втечен природен газ от терминалите в Гърция, чрез съществуващата българска газопреносна система и планираните за изграждане нови интерконектори.

2.5 Сърбия

През 2019 г. потреблението на природен газ в Сърбия е 2.5 млрд. м³/г. Промислените

потребители съставляват 63% от общото потребление, следвани от домакинствата (20%) и регионалните топлофикационни компании (17%).

В Енергийната стратегия на сръбското правителство е заложен ръст на търсенето на природен газ в следващите години, което ще бъде повлияно от увеличеното потребление на домакинствата и промишленото търсене, посредством планирано развитие на разпределителните мрежи. Обявените планове са обвързани и с въвеждането в експлоатация на „Балкански поток“ на сръбска територия.

До края на 2020 г. доставките на природен газ за Сърбия се осъществяваха от Руската Федерация, през Украйна чрез интерконектора с Унгария. На 1 януари 2021 г. след въвеждането в експлоатация на „Балкански поток“ в Сърбия, газът постъпва по новия маршрут през България.

Република Сърбска (автономна част от Босна и Херцеговина) оповести намеренията си за присъединяване към газопровода чрез изграждане на газопроводно отклонение от гр. Бяла (на границата със Сърбия) до гр. Баня Лука.

От държавната газова компания JP „Srbijagas“ обсъждат възможности за ускорено изграждане на вътрешни и регионални газопроводи в направление Белград-Баня Лука, Белград – Валево и др.



Газопреносна инфраструктура в Сърбия

Източник: ENTSOG

Сърбия развива възможностите за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ чрез интерконектори със съседните страни. Те ще осигурят достъп и до терминалите за втечнен природен газ в Гърция и новия терминал в Кърк,

Хърватска. В бъдеще втечен природен газ от терминалите в Гърция би могъл да постъпва в Сърбия през България.

Важен проект е реализирането на планираната Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), която е обявена от Европейската комисия за проект от „общ интерес“ и в Четвъртия списък на ЕК. През м. януари 2017 г. между енергийните министри на двете страни беше подписан Меморандум за разбирателство. Очаква се газопроводът да осигури възможност за доставка на 1,8 млрд. м³/г. Предвижда се интерконекторът да бъде въведен в експлоатация до м. май 2022 г. Чрез него ще има възможност за внос на газ от Азербайджан, терминала за втечен газ в Гърция или новия Източносредиземноморски газопровод. Средствата са осигурени, предимно от европейски фондове, от Европейската инвестиционна банка и от сръбския бюджет.

Друг проект предвиждащ развитие на междусистемната свързаност е изграждането на интерконектор с Босна и Херцеговина (Novo Selo-Bijeljina).

Сърбия заявява интерес да се присъедини и към всички проекти, които засягат газификацията, за да си осигури енергийна стабилност, и възможност за доставки на газ за Косово, Република Северна Македония, Босна и Херцеговина и Черна Гора (след изграждането на инфраструктура в страната).

През м. януари 2019 г. между „Газпром“ и JP „Srbijagas“ беше подписан Меморандум за разбирателство по развитието на проекта за разширение на съществуващото подземно газохранилище „Банатски Двор“. Плановите включват поетапно разширение от настоящите 450 млн. м³ до 750 млн. м³ в първата фаза на проекта. В следващите години ще бъдат проучвани възможностите за разширение до 1.5 - 2 млрд. м³ газ годишно, което ще покрива значителна част от годишното потребление в страната.

2.6 Текущо състояние, пазарен потенциал и перспективи за развитие

В страните от региона са в ход активни дейности, свързани с развитието на газовата инфраструктура и са налице обективни очаквания за ръст на потреблението на природен газ.

България работи за ускоряване на процеса на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с необходимата инфраструктура, способна да задоволи търсенето в страната по различни, независими един от друг, маршрути. Благодарение на осигурените нови капацитети за пренос към България, през 2020 г. са реализирани значителни доставки от алтернативни източници, в т.ч. втечен природен газ от терминала в Ревитуса, Гърция.

Приоритет е реализирането на проектите от газов хъб „Балкан“, който има потенциала да свърже основните газови проекти в Югоизточна Европа, гарантирайки прозрачен и недискриминационен достъп на всички потенциални участници на пазара. Ускорено се изгражда необходимата инфраструктура за реализацията на концепцията: Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската до българо-сръбската граница, изграждане на междусистемни връзки с Гърция и Сърбия, разширение, рехабилитация и модернизация на съществуващата мрежа. Това

допринася за постигане на по-висока степен на пазарна интеграция и гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, осигурява се достъп до различни източници на природен газ и до терминали за втечнен природен газ.

Проектът за изграждане на терминала за втечнен газ „Александруполис“, в който „Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на проектната компания, има стратегически важно значение за диверсификацията и сигурността на енергийните доставки за България и останалите страни в региона.

В период до 2024 г. Дружеството планира поетапно разширение на ПГХ „Чирен“. Осигуряването на допълнителен обем за съхранение ще насърчи търговията с природен газ, ще повиши пазарната конкуренция и ще допринесе за функционирането на ликвиден газов пазар. Разширението на ПГХ „Чирен“ е в синергия и с проекта за LNG терминал край Александруполис и ще даде възможност на търговците и потребителите на газ в региона да се възползват в пълна степен от динамичното развитие и конкурентните предимства, осигурявани от пазара на втечнен природен газ.

В последните години България направи значителни инвестиции в рехабилитацията, модернизацията и повишаването на капацитета на съществуващата газова инфраструктура.

В контекста на Пътната карта за водород в Европа и в съответствие със стратегическите цели и приоритети в областта на енергетиката и климата на България, „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда изграждане на инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива за захранване на електроцентрали и други потребители във въглищни региони в България.

Така, развивайки газопреносната си инфраструктура и капацитета за съхранение, и осигурявайки нови маршрути за доставка и трансграничен пренос на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е адекватен на тенденцията за увеличаващ се внос и диверсифициране на източниците на доставка, а така също и по отношение на общоевропейските приоритети в областите климат и енергетика.

Реализирането на планираните в страната и региона инфраструктурни проекти ще доведе до стабилна интеграция на газовия пазар, ще осигури свързаност с газовите хъбове в Централна и Източна Европа, както и ще улесни достъпа до нови източници. Ще бъдат създадени благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост, което ще доведе и до увеличаване на обемите газ, търгувани на газовата борса.

Дейностите, свързани с развитието на газопреносната система, ще продължат и през периода на настоящия Десетгодишен план.

По официални данни на Европейския съюз се пада дял от 11.9% от световното потребление на природен газ, но в същото време ЕС притежава само 0.6% от запасите на планетата. ЕС към момента е силно зависим от вноса на газ. В допълнение с постепенно намаляващото местно производство в периода 2000-2018 г. тази зависимост нараства от 49% на 76% от общото потребление.

В концепцията за повишаване на енергийната сигурност на ЕС е заложено увеличение

на снабдяването на страните членки с LNG чрез изграждането на инфраструктура и осигуряване достъп на вътрешните пазари до глобалния пазар на втечен природен газ. В последните години се отчита сериозна експанзия от страна на САЩ и Русия.

Капацитетът за регазификация на втечен природен газ в Европа представлява приблизително 27% от световния. Към 2019 г. обявеният годишен капацитет на 28-те LNG терминали възлиза на около 227 млрд. м³. В следващите години е планирано разширение на някои от съществуващите съоръжения, както и изграждането на нови 22 терминала. Според доклад на ЕК за пазара на газ и електроенергия през 2019 г. в Европа са внесени рекордните 108 млрд. м³. втечен природен газ, което е ръст с 42% на годишна база и представлява 22% от общото потребление в ЕС. Втечен природен газ на европейския пазар постъпва предимно от Катар – 30 млрд куб.м, Русия – 21 млрд. м³., САЩ – 17 млрд. м³. Съществен остава вносът и от Нигерия, Алжир, Тринидад и Тобаго и др.

В Общностен Десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSOG 2020 са залегнали 107 проекта за изграждане на газопрееносна инфраструктура, компресорни станции и измервателни станции, 22 проекта за LNG терминали и 13 проекта за съоръжения за съхранение на природен газ.

На 31.10.2019 г. Европейската Комисия публикува Четвъртия списък с проекти от „общ интерес“. От 151 проекта за енергийна инфраструктура, 32 са за газова инфраструктура. Приоритетно през следващите години ще бъде изпълнението на проектите от „общ интерес“, съвместими с поетите амбициозни ангажименти за климата и околната среда съгласно Европейската „Зелена сделка“ (Green Deal), съдържаща набор от политики, предложени от Европейската комисия, които трябва да направят Европа климатично неутрална до 2050 г.

ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



ПГХ „Чирен“

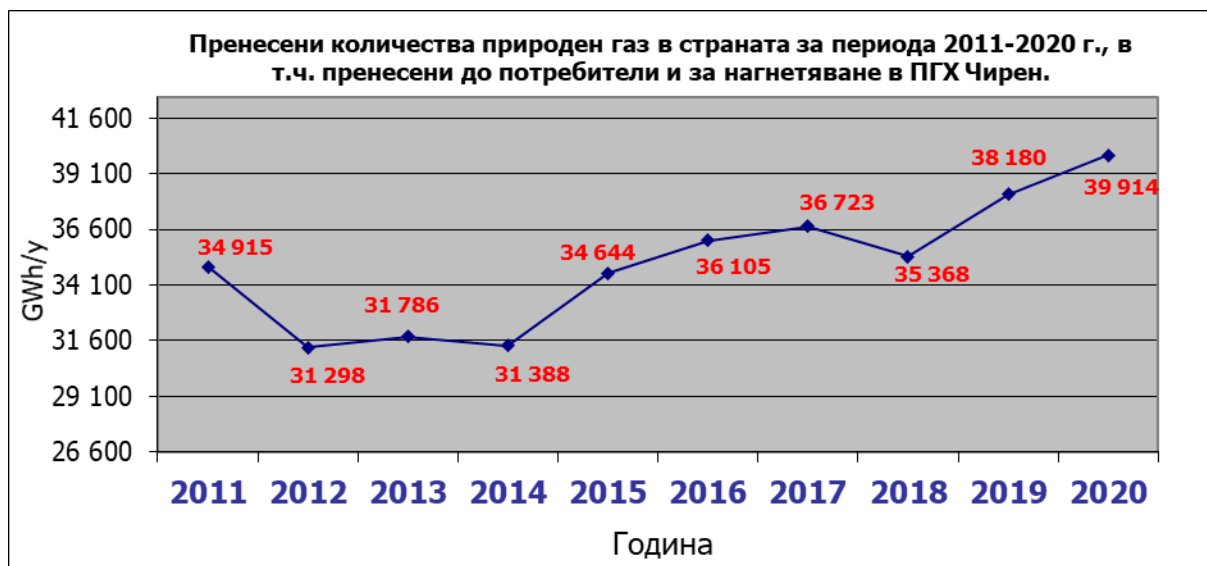
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

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

- Единно 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 газопреносната мрежа 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;
- Развитие на газопреносната мрежа при отчитане на икономическата целесъобразност и социално-икономическата потребност на страната ни;
- Достъп на клиенти до услугите по пренос на газ при условия на прозрачност и равнопоставеност, съобразно изискванията на националното и общностното законодателство и добрите европейски практики.

През 2020 г. са пренесени 39 914 GWh природен газ (с включени количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), т.е. нарастване с 4,5% спрямо предходната 2019 година (38 180 GWh), в резултат на увеличения пренос до междусистемни изходни точки.

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



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (31 337 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (39 914 GWh) се различават поради факта, че в дейността пренос влизат и:

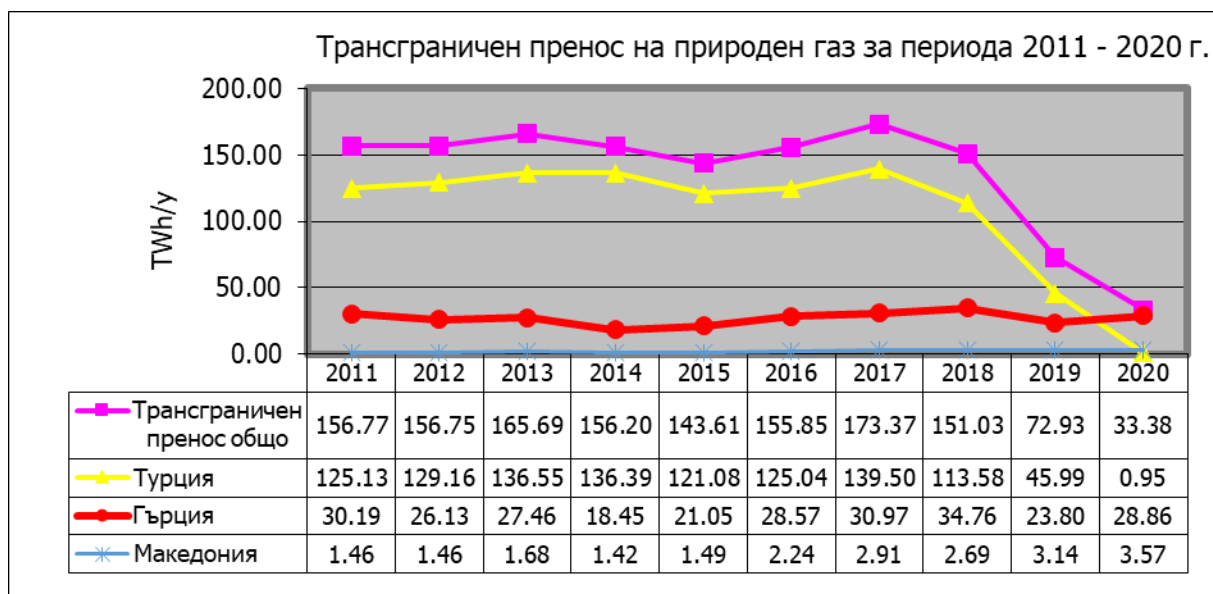
1. Количествата, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“;
2. Разликата между добити и нагнетени количества в ПГХ „Чирен“;
3. Пренесените количества до междусистемни изходни точки (4 755 GWh);
4. Технологичните загуби, технологични разлики от класа на точност на измервателните уреди и др.

2. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

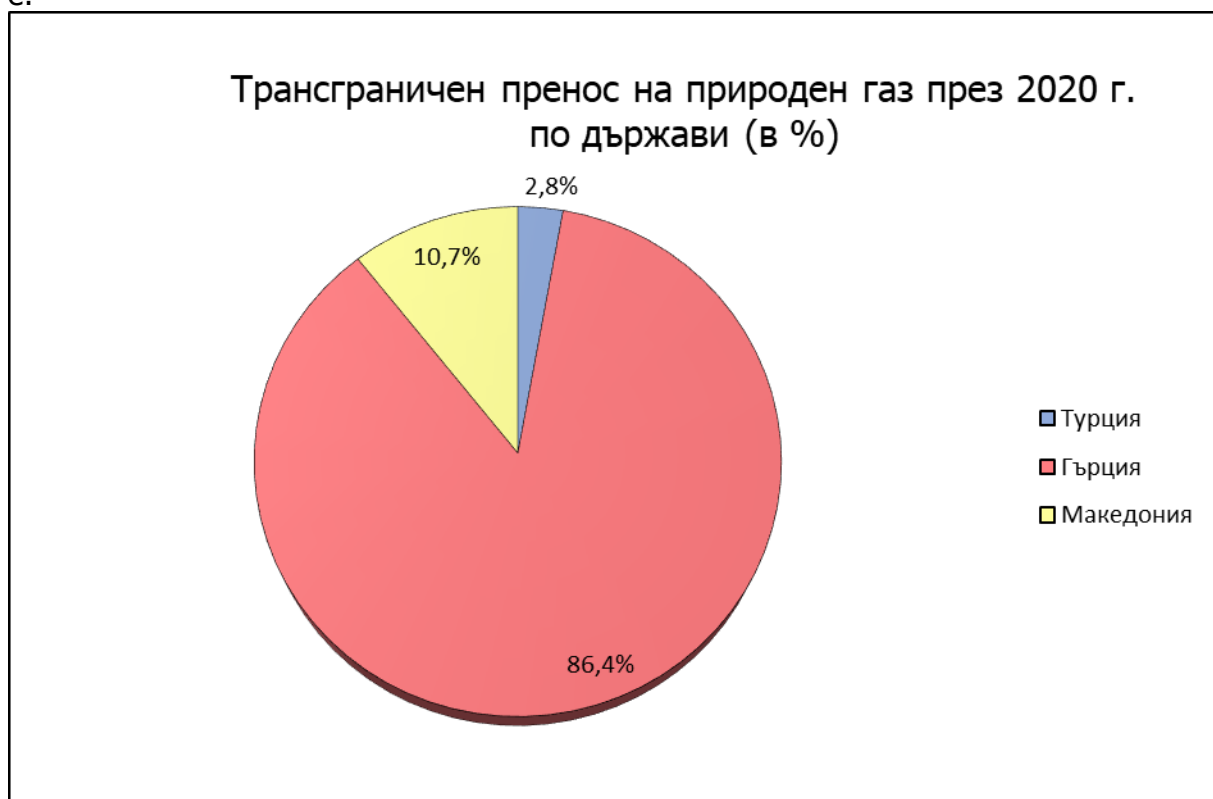
Пренасяните количества задоволяват 100% от потреблението в Северна Македония и значителна част от потреблението на Гърция.

Физически пренесените количества природен газ през 2020 г. са 33,38 TWh или с 54% по-малко в сравнение с 2019 г. (72,93 TWh). Временното намаление в преноса е резултат от промяната на потоците природен газ в региона и във връзка с въвеждането в експлоатация на нова преносна инфраструктура. Очаква се в следващите години, с достигане на максималния проектен капацитет на IP Киреево/ Зайчар и реализацията на другите приоритетни проекти в региона да се увеличат пренесените количества и да достигнат и превишат нивата преди 2020 г.

Трансграничният пренос през територията на България за периода 2011-2020 г. е представен в следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2020 г. по държави е:



3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г., издадена от ДКЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, чрез собствено подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ в близост до с. Чирен, община Враца. Хранилището разполага с 24 експлоатационни сондажи, компресорна станция с приблизителна обща инсталирана мощност 10 MW и спомагателни технологични съоръжения, необходими за осигуряване на съхранението на природен газ. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-

30% от дневните нужди през студените зимни месеци. Нагнетените и добитите количества природен газ зависят от пазарната конюнктура и оптималните технически възможности на ПГХ „Чирен“, при спазване на правилата за безопасна експлоатация. „Булгартрансгаз“ ЕАД и предприятията за природен газ, които имат клиенти с неравномерно потребление, са длъжни да поддържат стратегически резерв, свързан със сигурността на доставките и покриване на сезонната неравномерност.

Към настоящия момент, ПГХ „Чирен“ се разглежда предимно като газово хранилище с местно значение - основен инструмент за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и доставката на природен газ в страната и за гарантиране на сигурността на доставките.

В дългосрочен план е перспективно превръщането му в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване на ползите за потребителите на природен газ в условията на един интегриран и взаимосвързан регионален газов пазар.

Развитието на планираните междусистемни връзки с Гърция и Сърбия ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен“ да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво.

В тази връзка към настоящия момент се работи по проекти за модернизация и разширение на капацитета на действащото газохранилище в Чирен.

Проектът за модернизация на ПХГ „Чирен“ в краткосрочен план ще позволи повишаване на дневните дебити. Във връзка с планираната модернизация през 2016-2017 г. бяха прокарани и въведени в експлоатация два нови наклонено-насочени експлоатационни сондажа E-72 и E-73, което считано от 2019 г. води до увеличаване на дневната производителност на газохранилището до 40,4 GWh/d, (49,70 GWh/d при аварийни ситуации).

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ се явява първа стъпка от концепцията за разширение на капацитета за съхранение на газ в региона, определена като „проект от общ интерес“ на ЕС. За осъществяване на цялостния проект 2020 г. са проведени 3D сеизмични изследвания за локализиране на зони, в които с по-голяма точност да се определи местоположението на нови експлоатационни и наблюдателни сондажи. Предвидено е включително да бъде подменена част от наземните съоръжения и изградени нови модули от наземната инфраструктура. Планира се по този начин обемът на активния газ в газохранилището да нарасне от 5 814 GWh до 10 570 GWh и дневният добив да бъде увеличен до 85-106,4 GWh/d.

През 2019 г. са нагнетени 4 348 GWh природен газ и са добити 3 795 GWh., а през 2020 г. са нагнетени 3822 GWh природен газ и са добити 4369 GWh.

Информация за извършеното нагнетяване и добив на природен газ по месеци е представена в табличен вид, както следва:

Добити и нагнетени количества природен газ през 2019 г. и 2020 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2019 г.		2020 г.		2019 г.		2020 г.	
	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³
Януари	1 060,077	100 168	1 196,952	112 931	-	-	-	-
Февруари	836,213	79 015	874,263	82 485	-	-	-	-
Март	497,237	46 985	420,672	39 690	-	-	-	-
Април	-	-	13,527	1 284	191,464	18 165	-	-
Май	-	-	-	-	846,922	80 140	903,475	85 395
Юни	-	-	-	-	938,512	88 748	825,389	78 199
Юли	-	-	-	-	836,388	78 815	734,725	69 524
Август	-	-	-	-	638,075	59 998	688,861	65 171
Септември	-	-	-	-	704,140	66 334	663,287	63 110
Октомври	15,390	1 449	162,728	15 424	192,026	18 085	6,352	602
Ноември	341,210	32 193	574,230	54 405	-	-	-	-
Декември	1 045,247	98 617	1 126,692	106 735	-	-	-	-
Общо:	3 795	358 427	4 369	412 954	4 348	410 286	3 822	362 001

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



Измервателни линии в ГИС

1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Сценарият на „Булгартрансгаз“ ЕАД за търсенето на природен газ е разработен с отчитане на връзката между потреблението в страната и основните макроикономически показатели, сравнителен анализ на газовите пазари в ЕС и в България и очакваното повишено потребление, резултат от присъединяване на нови потребители и разширяване на производствените мощности.

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

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

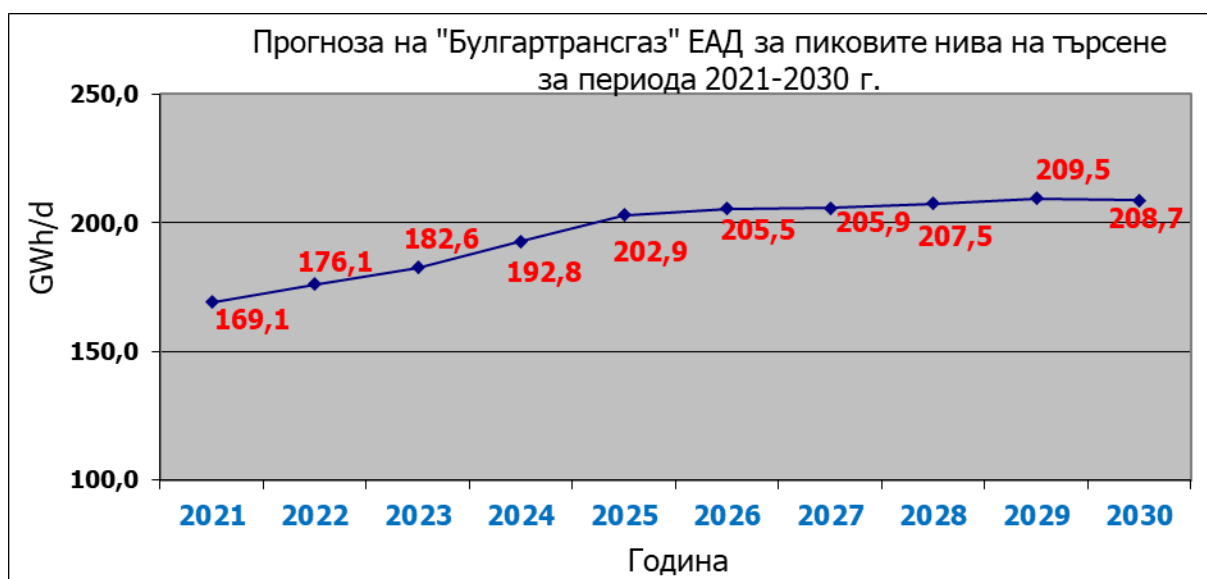
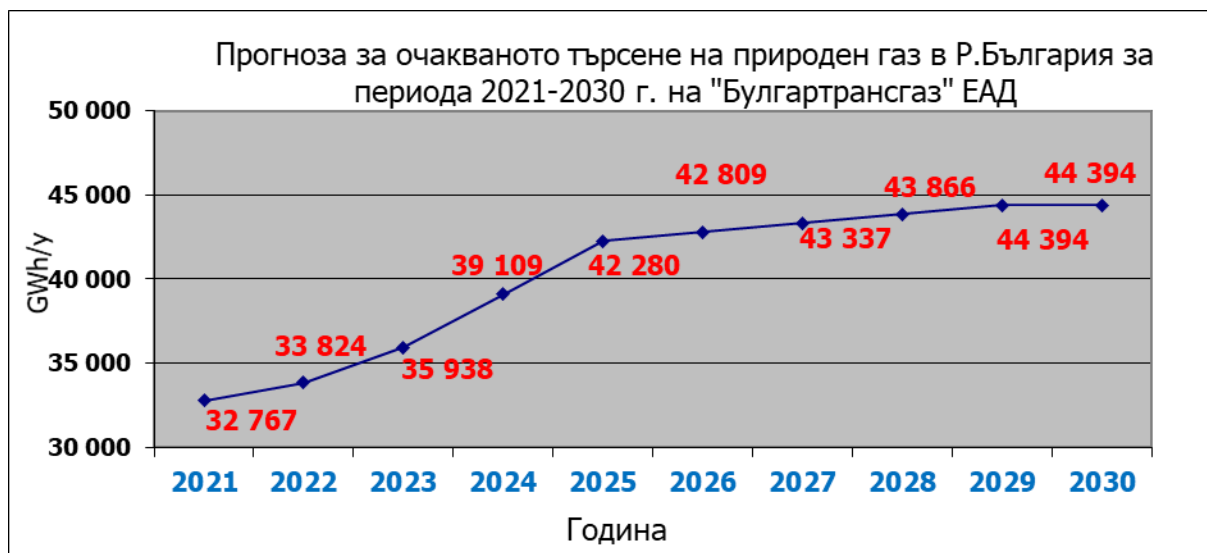
- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 3% годишно;
- Увеличава се дялът на природния газ в крайното потребление във връзка с повишаване на степента на газификация по съществуващите газоразпределителни мрежи и газификацията на нови региони;

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

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

- Увеличава се делът на природния газ в първичното енергопотребление, включително, във връзка с повишаване на производството на топлинна и електрическа енергия от газ.

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

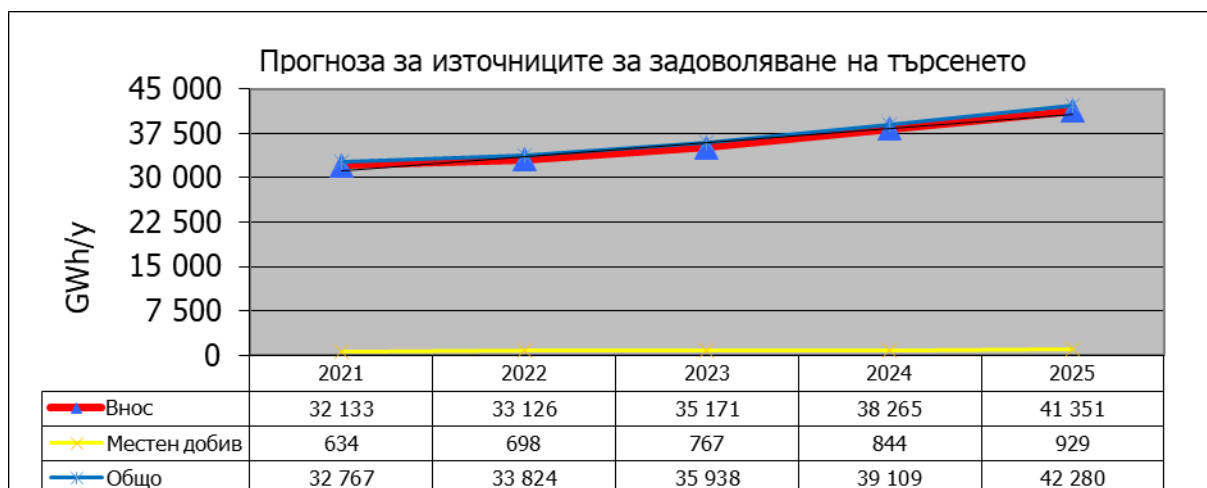


2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2020 г. търсенето на природен газ е задоволявано, както следва:

- Внос – 31 337 GWh (99%);
- Местен добив – 326 GWh (1%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ в страната за периода 2021-2025 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

До 2019 г. основната част от вноса на природен газ в страната е от Русия през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния. В края 2019 г. и в началото на 2020 г. благодарение на увеличения капацитет за пренос от Гърция и Румъния към България са осъществени доставки от алтернативни доставчици. Миксът на природния газ от внос поетапно ще се допълва с такъв от нови източници, постъпващ по нови маршрути и доставчици, в резултат от реализацията на планираните нови газови проекти и разработваните находища. От началото на 2020 г. основните количества природен газ се доставят през новата входна точка IP Странджа 2/Малкочлар. Налице са и значителни доставки от алтернативни източници през другите входни точки на газопреносната система.

Основните източници на природен газ за страната и региона в рамките на разглеждания период са:

- Руски природен газ, доставен чрез съществуващите трасета;
- Природен газ от източници на Южния газов коридор - Каспийския регион, Близкия Изток и Източното Средиземноморие, чрез реализацията на проектите за интерконекторни връзки, ТАР и TANAP;
- ВПГ от разнообразни източници, посредством съоръженията за ВПГ в Гърция и Турция и плановете за увеличаване на капацитета на съществуващите терминали, както и за изграждане на нови;
- Природен газ от газовите хъбове в Западна и Централна Европа, посредством планираните нови газови коридори между Балканите и Централна и Западна Европа;
- Местен добив в България;
- Местен добив в Румъния;
- Природен газ добиван от Черно море.

2.2. Местен добив

През 2021 г. местният добив се очаква да се задържи на незначително ниво в резултат от частичното изчерпване на съществуващите находища. Прогнозата за нарастване на местния добив след 2021 г. се дължи на големия брой концесии за проучване на

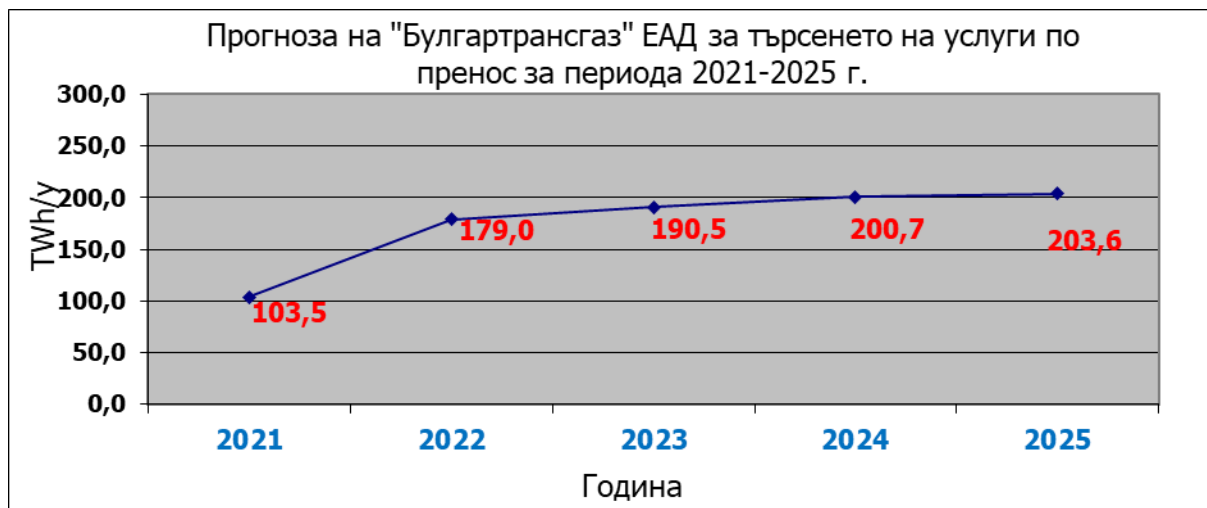
находища и съществуващата вероятност за значителни залежи в акваторията на Черно море.

3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА УСЛУГИ ПО ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ИНФРАСТРУКТУРАТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД

„Булгартрансгаз“ очаква в следващите години да се повишава търсенето на услугите по пренос на природен газ във връзка с:

- реализацията на концепцията за Газов хъб „Балкан“;
- развитието на борсата, оперирана от „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и установяването на ликвиден регионален газов пазар;
- разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница;
- влизането в експлоатация на планираните нови междусистемни връзки;
- модернизацията, рехабилитацията и реконструкцията на съществуващата инфраструктура;
- разширението на капацитета на ПГХ „Чирен“.
- утилизация на свободните капацитетни възможности на газопреносната система, която Дружеството оперира;
- повишаване на потреблението на природен газ в страната.

Прогнозата за пренесените количества природен газ до изходни точки на газопреносната система, вкл. точки на междусистемно свързване, е показана на следващата графика:



СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ



ГИС „Странджа“

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2021-2025г., в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) №2017/1938, относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) 994/2010.

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.

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, т.е. $N-1 > 100\%$.

Формулата за изпълнение на стандарта за инфраструктура, която е използвана за настоящия План, е както следва:

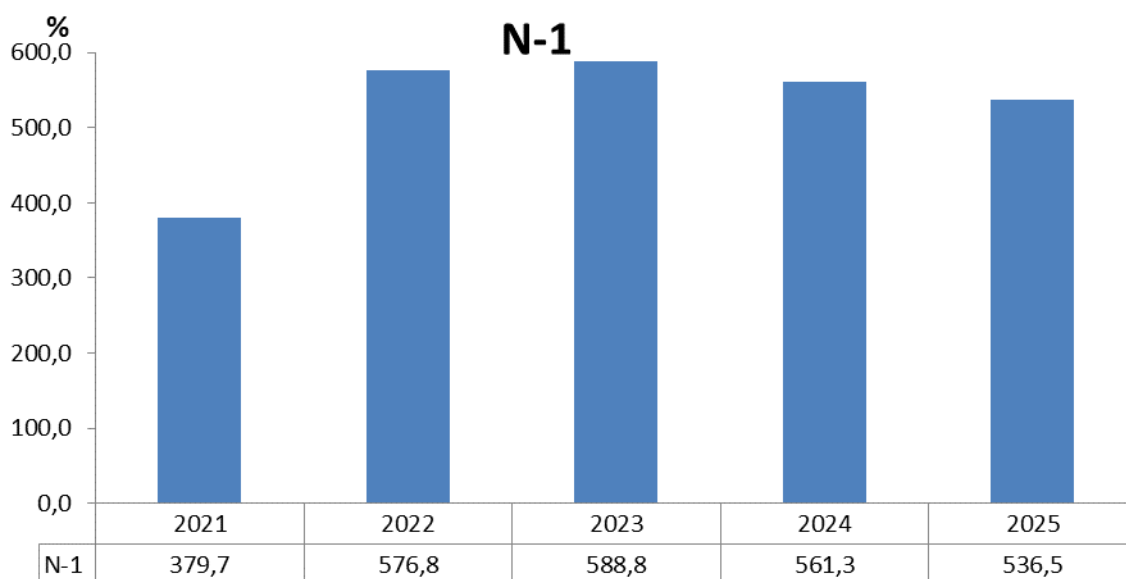
$$N - 1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^7 EP_m + S_{max} + P_{max} - I_{max}}{D_{max}}$$

Където:

EP1	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар, с отчитане на капацитета на агрегираната връзка, млн. м ³ /д и на потреблението в югозападна България
EP2	Технически капацитет на IP Негру вода 2,3/Кардам, с отчитане на капацитета на агрегираната връзка, млн. м ³ /д и на потреблението в югозападна България
EP3	Технически капацитет на Негру вода 1/Кардам, млн. м ³ /д
EP4	Технически капацитет на интерконектор България-Сърбия, млн. м ³ /д
EP5	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро, млн. м ³ /д
EP6	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево (IBR), млн. м ³ /д
EP7	Технически капацитет на интерконектор Гърция-България (IGB), млн. м ³ /д
EP8	Технически капацитет на IP Киреево/Зайчар, млн. м ³ /д, с отчитане на капацитета на агрегираната връзка, млн. м ³ /д и на потреблението в югозападна България
Smax	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен
Pmax	Национално производство на газ – максимален възможен добив
Dmax	Национално потребление - пиково потребление
I_{max}=EP1	Най-голямата единична газова инфраструктура – IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м ³ /д

Резултатите от формулата N-1 за следващите 5 години, са следните (данните за капацитет във формулата N-1 са в млн.м³/д, във връзка с изискванията на Регламента):

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	EP7	EP8	Dmax	EP1=I _{max}	N-1
	mcm/d											%
2021	0,16	4,70	31,00	20,28	0,00	6,13	2,55	0,00	2,00	17,60	31,00	379,7
2022	0,18	5,39	31,00	20,28	0,00	6,13	2,55	9,15	31,00	18,32	31,00	576,8
2023	0,19	6,09	31,00	20,28	5,48	6,13	2,55	9,15	31,00	19,00	31,00	588,8
2024	0,21	6,79	31,00	20,28	5,48	6,13	2,55	9,15	31,00	20,06	31,00	561,3
2025	0,23	7,49	31,00	20,28	5,48	6,13	2,55	9,15	31,00	21,12	31,00	536,5



Изчисленията по формулата N-1 за стандарта за инфраструктура илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата съществуваща инфраструктура е в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Р.България за един ден с изключително голямо търсене на природен газ.

В последните години „Булгартрансгаз“ ЕАД реализира значителен напредък за осигуряване на междусистемна свързаност с газопреносните системи на съседните страни, повишаване на капацитетите за пренос и осигуряване на възможност за снабдяване с природен газ в страната по различни маршрути. Дружеството разполага с алтернативни маршрути за доставка на природен газ, позволяващи, независимо един от друг, да бъде напълно задоволено търсенето на природен газ в страната.

ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2021-2030 Г.



Строителство на линейна част на газопровод високо налягане

„Булгартрансгаз“ ЕАД осигурява сигурност, надеждност и свободен и равнопоставен достъп до газовата инфраструктура. Това е предпоставка за развитието и либерализацията на вътрешния газов пазар и за интегриране на газопреносната система с регионалната и европейската, с цел създаване на единен, конкурентен общоевропейски газов пазар.

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, както и задълженията на комбинирания газов оператор към обществото, определят необходимите инвестиции, планирани да бъдат извършени в периода 2021- 2030 г.

Предвидените за периода 2021-2030 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните основни цели:

- 1. Повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда** за посрещане на очакваното нарастващо търсене на газ в страната и региона, чрез:
 - Инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен“;
 - Инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията;



- Инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.
- 2. Осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация** на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, в резултат по-голяма енергийна независимост и възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез:
 - Изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори и с проектите от Южния газов коридор, които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа;
 - Присъединяване на добивните предприятия в страната към газопреносната мрежа;
 - Изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите;
- 3. Гарантиране на сигурността на газовите доставки за страната** чрез:
 - Инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с газопреносни мрежи, разположени извън територията на страната;
 - Инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване, така и на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.
- 4. Достъп до природен газ на нови общини, както и на нови крайни потребители**, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво, чрез:
 - Разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната;
 - Изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители или на газоразпределителни мрежи.

В настоящата глава от Плана е структурирана информация за основната инфраструктура, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години (2021 – 2030 г.).

- Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите – десетгодишен, както и поради включването в Плана на проекти, за които в настоящия момент не е взето окончателно инвестиционно решение, както и проекти, чието развитие е свързано с изпълнение на други международни проекти в газовия сектор, за по-голяма яснота Планът за развитие на мрежите е структуриран в 3 основни групи, в които са дефинирани конкретните обекти, график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:
- Инвестиции, за които вече е взето решение за изпълнение през периода 2021 – 2023 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 2021 – 2030 г. – Таблица 2;

- Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2030 г., за които все още не е взето окончателно инвестиционно решение, но са налице инвестиционни намерения за тяхното осъществяване през десетгодишния планов период – Таблица 3.

Допълнително, в т. 5 от настоящия раздел е представено по-подробно описание на проектите 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 2021 – 2023 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 2021 – 2023 г., в окрупнен вид, са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2021 г., но работата по тях продължава и през периода 2021 – 2023 г. За такива обекти в таблицата е посочена само очакваната стойност на инвестициите през посочения тригодишен период. Посочените средства представляват финансирането, което ще бъде осигурено от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Таблица 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2023 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2021-2023 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
1.1. Газопреносна мрежа за трансграничен пренос		
КС „Ихтиман“ – учебно-практически център; Обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия“; КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“ – ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“; Ремонт и супервизия при демонтаж и обратен монтаж на 4 бр. уплътнения Tandem T.28 BD – “John Crane” EAA; Реконструкция на обвръзка при КС „Странджа“;	2018-2023	2 529
Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции	2018-2021	46 650
1.2. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2018-2023	6 530

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2023 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
КС „Вълчи дол“ – ремонт КРУ 6 kV	2018-2021	1 380
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
2.1. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч“, АГРС „Самоков“, ГРС „Страшимирово“, ГРС „Плевен“	2018-2021	236
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2020-2023	625
3. ПГХ Чирен		
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения – 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на „Чиренската структура“; модернизация на телеметричната система на сондажите;	2018-2022	994
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен“ – намаляване на вибрациите в ГМК и технологичните линии от ГМК до II-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК; изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри на 4 бр. ГМК“; внедряване на система за регулиране на производителността на 2 бр. ГМК; сервиз на 8000 м.ч. на системите за регулиране на производителността на ГМК №5 и 6;	2016-2022	10 076
4. Национална газопроводна мрежа		
Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол – КВ Преселка; Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово; Реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен“ чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца“; Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“; Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци;	2016-2022	75 139
5. Транзитни газопроводи		
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния	2018-2022	2 132

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2023 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
газопровод за Гърция и ремонт на ОС „Стряма“		
Ремонт на Транзитен газопровод Ду 1000 към ЮИЕР Стара Загора, чрез подмяна на тръбни участъци	2021-2022	30 000
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Национална газопреносна мрежа		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник	2018 – 2023	4 205
Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница;	2018 - 2021	116 554
Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)	2021-2021	8 160
Газопровод от ПГХ „Чирен“ до КВ „Чирен-Бутан“ на газопровод „Балкански поток“ – изработване на инвестиционен проект	2021-2021	960
АГРС Дерманци – за газопроводно отклонение Луковит, в КВ Дерманци	2021-2022	1 550
2. Съхранение на природен газ		
Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен“ и внедряването ѝ с надлежен хардуер; Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ в следствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“; Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ – надземна част – изработване на инвестиционен проект;	2018 – 2022	6 080
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Внедряване на IT платформа за търговско диспечирание; ново външно ел. захранване и трафопост на Административна сграда на ЦУ;	2018-2023	7 479
Терминал за втечен природен газ до гр. Александруполис	2020-2022	32 466

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2023 г. по окрупнени обекти		График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ			
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната			
Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп, и до Банско и Разлог;		2018-2024	70 150
2. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции			
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево“; изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар		2018-2024	1 371

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 2021 – 2030 Г.

Инвестициите, чието изпълнение е в зависимост от развитието на международни проекти, изпълнявани на територията на страната, са представени в Таблица 2.

Таблица 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2030 г. По окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ГАЗ		
1. Междусистемни газови връзки		
Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)	2019-2022	152 650 ³

Посочените средства по позиция 1. от Таблица 2 представят финансирането, което е предвидено да бъде осигурено от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

³Размерът на инвестицията е определен въз основа на проучвания и анализ, извършени от „Булгартрансгаз“ ЕАД във връзка с подготовка за привличане на финансиране от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ и Механизъм за свързване на Европа, като отразява стойността на вече сключените договори.

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2021 – 2030 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ

С цел определяне на последващата реализация на изброените по-долу основни обекти, предстои да бъдат извършени предварителни проучвания относно целесъобразността и начина на изпълнение и финансиране, принципни технически решения, обхват, разположение и др.

Таблица 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, трансграничен пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2030 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1. Газопреносна мрежа за трансграничен пренос на природен газ		
1.1. Преоборудване на горивните системи на 6 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019 - 2024	30 000
1.2. Изграждане на реверсивна обвръзка при КС „Провадия“	2020-2021	2 000
1.3. Изграждане на реверсивна обвръзка при КС Ихтиман	2020-2022	1 700
2. Национална газопреносна мрежа		
2.1. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018-2023	2 010
2.2. Инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива във въглищни региони в Р България	2020-2024	42 949
3. Съхранение на природен газ		
3.1. Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ ⁴	2020 - 2025	603 071

Посочените средства по позиции 1.1. и 2.1. от Таблица 3, представят прогнозната стойност на „Булгартрансгаз“ ЕАД за необходимото финансиране. Посочените средства по позиция 2.2. представят прогнозния размер на инвестицията от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Средствата по позиция 3.1. представят прогнозната стойност на разходите за проектиране, изграждане, строителен надзор и буферен газ.

По отношение проекта от „общ интерес“ по позиция 3.1. – Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“, в таблицата са посочени средствата, които „Булгартрансгаз“ ЕАД евентуално ще отпусне за изпълнение на проекта през периода 2022-2024 г. Общата прогнозна стойност на проекта е около 308 млн. евро, като ще бъдат търсени различни форми и средства на финансиране, в това число посредством финансови инструменти и програми на ЕС.

⁴Проект от „общ интерес“ по смисъла на Регламент (ЕС) 347/2013, включен под номер 6.20.2 в Четвърти списък с проекти от „общ интерес“.

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2021 – 2030 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021-2030 г. Тя е разделена на следните видове дейности:

- **Инвестиции**- мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни раздела:
 - изграждане на нови обекти;
 - реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА;
 - доставка на машини и оборудване.

4.1. Три годишна инвестиционна програма (2021-2023), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2021 г.	Общо 2022 г.	Общо 2023 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	1,489,665	1,014,027	58,977
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	<i>1,055,966</i>	<i>38,035</i>	<i>38,922</i>
<i>Газопреносна мрежа за трансграничен пренос</i>	<i>2,787</i>	<i>1,547</i>	<i>645</i>
Линейна част	64	64	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	303	645
Комуникационни и информационни системи	2,724	1,181	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	<i>1,028,099</i>	<i>15,202</i>	<i>17,016</i>
Линейна част	1,027,230	13,944	15,795
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	138	601
Комуникационни и информационни системи	678	500	0
АГРС и ГИС	191	620	620
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>4,480</i>	<i>1,200</i>	<i>400</i>
Сондажен фонд и шлейфи	480	0	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	0	200	400
Разширение на капацитета на ПГХ Чирен	4,000	1,000	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>20,600</i>	<i>20,085</i>	<i>20,860</i>
Линейна част	16,233	16,233	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	614	2,020	19,930
Комуникационни и информационни системи	3,753	1,832	930
<i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i>	<i>118,637</i>	<i>65,752</i>	<i>12,232</i>
<i>Газопреносна мрежа за трансграничен пренос</i>	<i>56,716</i>	<i>29,543</i>	<i>7,492</i>

Линейна част	10,036	22,225	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	46,650	7,318	7,492
Комуникационни и информационни системи	30	0	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	<i>53,233</i>	<i>28,530</i>	<i>3,430</i>
Линейна част	50,557	25,123	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	2,390	3,007	2,905
АГРС и ГИС	286	400	525
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>7,939</i>	<i>3,476</i>	<i>0</i>
Сондажен фонд и шлейфи	294	700	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	7,646	2,776	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>749</i>	<i>4,203</i>	<i>1,310</i>
Линейна част	587	3,419	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	161	784	1,310
<i>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</i>	<i>8,776</i>	<i>8,860</i>	<i>7,500</i>

4.2. Инвестиционна програма за периода 2024-2030 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите, в хил. лева, без ДДС

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо
	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	56,830	53,888	56,582	59,412	62,382	65,501	68,776
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	29,843	28,351	29,769	31,257	32,820	34,461	36,184
Газопреносна мрежа за трансграничен пренос	4,013	3,812	4,003	4,203	4,413	4,634	4,865
Национална газопреносна мрежа	10,830	10,289	10,803	11,344	11,911	12,506	13,132
Съхранение на природен газ	12,500	11,875	12,469	13,092	13,747	14,434	15,156
Общи за разпределяне по видове дейности	2,500	2,375	2,494	2,618	2,749	2,887	3,031
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	18,987	18,037	18,939	19,886	20,880	21,924	23,020
Газопреносна мрежа за трансграничен пренос	11,200	10,640	11,172	11,731	12,317	12,933	13,580
Национална газопреносна мрежа	4,692	4,457	4,680	4,914	5,160	5,418	5,688
Съхранение на природен газ	953	905	950	998	1,048	1,100	1,155
Общи за разпределяне по видове дейности	2,142	2,035	2,137	2,244	2,356	2,474	2,597
РАЗДЕЛ I.3 -Доставка на машини и оборудване	8,000	7,500	7,875	8,269	8,682	9,116	9,572

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

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

Ключови за пазарната интеграция и осигуряването на възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България ще бъдат следните проекти, част от концепцията за Газов хъб „Балкан“:

- Проектът за разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската до българо-сръбската граница;
- Междусистемните газови връзки с Гърция и Сърбия;
- Разширението на ПГХ „Чирен“;
- Терминалът за втечен природен газ край Александрополис.

Разширението на ПГХ „Чирен“, модернизацията на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД, терминалът за втечен газ край Александрополис и интерконекторите със Сърбия и Гърция имат статут на проекти от „общ интерес“ (ПОИ) за ЕС, по смисъла на Регламент (ЕС) № 347/2013. Реализирането на проектите е взаимосвързано и ще допринесе от една страна за осъществяване на концепцията за газов хъб в Република България, а от друга страна за развитието на единната европейска газова мрежа.

5.1. Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България – Газов хъб „Балкан“

Концепцията за Газов хъб „Балкан“ е базирана на няколко ключови елемента, които в своята съвкупност формират проекта:

- Нови източници на природен газ;
- Оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен“;
- Модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура;
- Изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни;
- Нова инфраструктура за газовия хъб;
- Създаване на оптимална търговска среда чрез ликвидна газова борса.

Чрез изграждането на необходимата инфраструктура и осигуряване на търговска и регулаторна среда ще се свържат пазарите на страните от Балканския регион, Централна и Източна Европа с пазарите на Западна Европа.

Газов хъб „Балкан“ е включен в Четвърти списък с проекти от „общ интерес“ на ЕС, като клъстер за развитие и укрепване на инфраструктурата, който да позволи неговото изграждане (6.8 Cluster of infrastructure development and enhancement enabling the Balkan Gas Hub). В тази група попадат проектите за междусистемни връзки с Гърция и

Сърбия, както и проектът за модернизация и рехабилитация на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

През 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД регистрира собствена компания „Газов хъб Балкан“ ЕАД, която предприе действия за създаване на организиран борсов пазар с различни сегменти за търговия и приемане на необходимите за това законови промени за осигуряване на търговска и регулаторна среда. През м. януари 2020 г. на платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД стартира многостранна търговия на организирания борсов пазар, в т.ч. краткосрочен сегмент (spot), дългосрочен сегмент и брокерска услуга.

В процес на реализация са редица проекти в областта на транспортирането и съхранението на природен газ и инфраструктурата за втечен природен газ, които са важни за развитието на пазара на природен газ в страната и региона.

С реализацията на разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница се постигна сигурност на доставките на природен газ за България и съседните страни. Проектът допринася за създаването на реални условия за увеличаване на конкуренцията, диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България. Новата инфраструктура има значителен принос за утвърждаване ролята на Република България, като водещ търговски разпределителен център в региона и Европейския съюз като цяло.

С реализирането на интерконектора България-Сърбия 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. Същевременно, в кризисна ситуация ще се осигури възможност за доставка на природен газ от Сърбия.

Като част от приоритетните проекти за Европа, връзката България – Сърбия е призната за ключова инфраструктура, която ще има значителен принос за подобряване на енергийната свързаност между държавите в съюза. Също така се отчита приносът на проекта за постигане на общите цели на държавите от ЕС, а именно достъпна, сигурна и устойчива енергия за всички граждани, а в по-дългосрочен план и декарбонизация на икономиката - цел за чието постигане от държавите в Източна Европа ключова роля ще играе природният газ.

Интерконекторът Гърция-България осигурява допълнителна връзка между системите на „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A. и достъп до терминала за втечен газ край Александруполис и газопровода TAP.

Реализацията на IGB е свързана с политиката на Р. България, насочена към осигуряване на инфраструктура за достъп до алтернативни източници и маршрути за внос на природен газ.

Чрез изграждане на газопровода България и Гърция ще могат да реагират ефективно при евентуални прекъсвания в доставките от външни източници или при сезонни пикове в потреблението на природен газ - ще бъде налице инфраструктура за осигуряване на кризисни доставки и покриване на пиково потребление в месеците на голяма консумация.

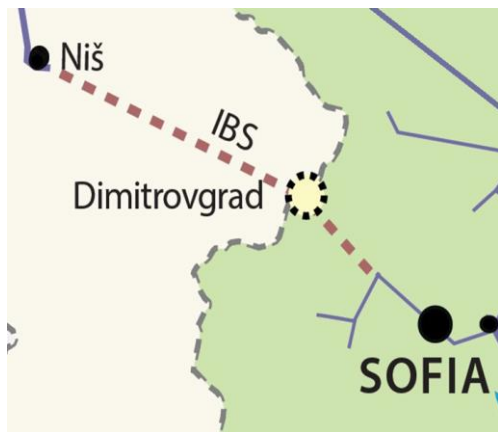
Участието на „Булгартрансгаз“ ЕАД в „Независимата система за природен газ „Александруполис“ е със стратегическо значение, защото ще осигури допълнителни количества природен газ за газовите пазари в региона, предлагайки нови източници и маршрути за доставка. По този начин реализацията на проекта ще засили

диверсификацията на източниците на природен газ и ще стимулира конкуренцията в полза на крайните потребители.

Чрез съществуващите и проектни газопроводи в региона природен газ от терминала ще бъде доставян за потребители в България, както и в Северна Македония, Сърбия, Турция, Румъния, Унгария, Молдова и Украйна, осигурявайки им възможност да се възползват от динамично развиващия се пазар на LNG и ползите, които той предлага – гъвкавост, конкурентост и сигурност на снабдяването, както и достъп до нови доставчици.

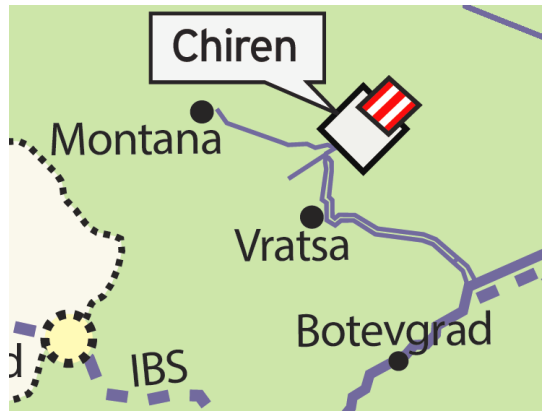
Разширението на подземното газово хранилище „Чирен“ цели да бъдат създадени условия за гарантиране сигурността на доставките до българските потребители и потребителите в страните от региона. Развитието на газовата инфраструктура и реализирането на концепцията за български газоразпределителен център (Газов хъб „Балкан“) определят ролята на ПГХ „Чирен“ и като търговско хранилище. Осигуряването на допълнителен обем за съхранение ще насърчи търговията с природен газ, ще повиши пазарната конкуренция и ще допринесе за функционирането на ликвиден газов пазар. Разширението на ПГХ „Чирен“ е в синергия и с проекта за терминал за LNG край Александруполис.

Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница	
Идентификация на проекта в списъци: Проектен код в общностен десетгодишен план на ЕМОПСГ - TRA-F-592; Обект с национално значение, съгласно Решение № 312/10.05.2018 г.	
Вид на проекта: Газопровод, компресорни станции, газоизмервателна станция и др. съоръжения	
Описание на проекта: Проектът включва изграждане на преносен газопровод от българо-турската до българо-сръбската граница, оптична кабелна линия, две компресорни станции - КС Расово и КС Нова Провадия, газоизмервателна станция „Странджа“ и други съпътстващи технологични съоръжения. Технически данни: Дължина (km): Общо 485,48 км Диаметър на газопровода: DN1200 Технологични площадки: - 2 Компресорни станции; - Газоизмервателна станция; - Станции за почистване на газопровода; - Кранови възли и др.	
Очаквана стойност на инвестицията: ~2,767 млн. лв	
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	Поетапно, до 01.10.2021г.
Фаза на проекта:	В процес на изграждане.
Текущ статус на изпълнение на проекта: Изградени и въведени в експлоатация през 2019 г.: - преносен газопровод с дължина 10,73 км от българо-турската граница до ГИС „Странджа“ и Газоизмервателна станция „Странджа“; Изградени и въведени в експлоатация през 2020 г. - етап „Линейна част“, представляващ газопровод с дължина 474 км и диаметър 1200 мм от с. Златина, община Провадия до българо – сръбската граница; - Компресорна станция „Расово“; В процес на изграждане: - Компресорна станция „Нова Провадия“.	
Очаквани ползи: Сигурност на доставките на природен газ за България; Сигурност на доставките на природен газ за съседните балкански страни и региона; Диверсификация на маршрутите и източниците на доставка на природен газ.	

Междусистемна газова връзка България-Сърбия на българска територия (IBS), ПОИ 6.8.3	
 EUROPEAN UNION EUROPEAN REGIONAL DEVELOPMENT FUND  OPERATIONAL PROGRAMME INNOVATIONS AND COMPETITIVENESS	 Съфинансирано от Механизма за свързване на Европа на Европейския съюз
Идентификация на проекта в списъци: ПОИ 6.8.3 Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS) Приоритетен проект на инициативата CESEC Обект с национално значение, съгласно Решение № 111 от 15.02.2013 г. на Министерския съвет	
Вид на проекта: Газопровод и прилежащи съоръжения	
Описание на проекта: Нова междусистемна реверсивна газова връзка между газопреносните системи на Република България и Република Сърбия. Технически данни: Дължина (km): Общо 170 km, от които 62 km на българска територия Диаметър на газопровода: DN700 Капацитет: пропускателна способност ~ 1,8 млрд. м³/г. с възможност и за реверсивен поток Технологични площадки: Газоизмервателна станция, 2 автоматични газоразпределителни станции и газопроводни отклонения, очистни съоръжения, кранови възли Начало: района на гр. Нови Искър, Република България Край: българо-сръбската граница	
Очаквана стойност на инвестицията: ~ 81 млн. € без ДДС	Финансиране: 1. Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД; 2. Съфинансиране от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014 - 2020 (ОПИК), в размер до 2,8 млн. евро за подготвителни дейности; 3. Съфинансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF), в размер до 27,603 млн. евро (Действие 6.8.3-0013-BG-W-M-18)
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2022 г.
Фаза на проекта:	Проектиране и издаване на разрешителни
Текущ статус на изпълнение на проекта: - Провеждане на процедури по околна среда; - Изработване на инвестиционен проект във фаза технически проект; - Провеждане на обществена поръчка за избор на изпълнител на дейностите по работно проектиране, доставки на материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обекта.	
Очаквани ползи: Диверсификация на доставките на природен газ за България и региона; Повишаване на сигурността на доставките за България и региона; Насърчаване на потреблението на природен газ; Насърчаване на инвеститорския интерес и генериране на икономически ползи за регионите, през които преминава газопровода.	
Интернет страница на проекта: https://www.bulgartransgaz.bg/ibs	

Междусистемна газова връзка България-Гърция (IGB), ПОИ 6.8.1	
Идентификация на проекта в списъци: ПОИ 6.8.1 Междусистемна газова връзка България - Гърция (IGB) Приоритетен проект на инициативата CESEC Обект с национално значение, съгласно решение на Министерски Съвет на Република България № 615/14.07.2009г.	
Вид на проекта: Газопровод и прилежащи съоръжения	
Описание на проекта: Нова междусистемна реверсивна газова връзка между газопреносните системи на Република България и Република Гърция.	
Технически данни: Дължина (km): Общо 182 км, от които 151 км на българска територия Диаметър на газопровода: DN800 Капацитет: пропускателна способност ~ до 3 млрд. м ³ /г., с възможност да се увеличи до 5 млрд. м ³ /г. чрез изграждане на компресорна станция Технологични площадки: ГИС, АГРС, ОС Начало: района на гр. Стара Загора, Република България Край: Комотини, Република Гърция	
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2021 г.
Фаза на проекта:	В процес на изграждане
Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери "БЕХ" ЕАД (50%) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50%).	
Интернет страница на проекта: https://www.icgb.eu/home	

Независима система за природен газ Александруполис, ПОИ 6.9.1	
Идентификация на проекта в списъци: ПОИ 6.9.1 Терминал за втечен природен газ в Северна Гърция (LNG terminal in Northern Greece) Приоритетен проект на инициативата CESEC	
Вид на проекта: Плаващ терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ	
Описание на проекта: Терминалът ще се намира на 17.6 км югозападно от пристанището на Александруполис и на около 10 км от брега. Съоръжението ще бъде свързано с националната система за пренос на природен газ на Гърция, и с българската газопреносна система чрез съществуващата IP Кулата/Сидирокастро и изграждащия се интерконектор България-Гърция.	
Технически данни: Плаващ терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ Проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция: 6,1 млрд. м ³ /г. Проектен капацитет за съхранение: 170 хил. м ³ втечен природен газ	
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2024 г.
Фаза на проекта:	Проектиране и издаване на разрешителни
Текущ статус на изпълнение на проекта: - м. 03/2020 г. - приключена обвързваща фаза на пазарен тест за резервиране на капацитет; - м. 01/2021 г. - обявена покана за участие в търг за инженеринг, доставка и изграждане на постоянна система за акостиране на независимата система за природен газ "Александруполис" .	
Очаквани ползи: Засилване диверсификацията на източниците на природен газ за региона; Повишаване на сигурността на доставките в региона; Стимулиране на конкуренцията в полза на крайните потребители;	
Изпълнител на проекта е "Газтрейд" С.А. "Булгартрансгаз" ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на "Газтрейд" С.А., съгласно Решение №6/08.01.2020 г. на МС	
Интернет страница на проекта: http://www.gastrade.gr/	

Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“, ПОИ 6.20.2	
 Съфинансирано от Механизма за свързване на Европа на Европейския съюз	
Идентификация на проекта в списъци: ПОИ 6.20.2 Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ Част от Клъстер № 6.20. за увеличаване на капацитета за съхранение в Югоизточна Европа	
Вид на проекта: Подземно газохранилище	
Описание на проекта: Разширение на капацитета на ПГХ "Чирен" - увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м ³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. м ³ /ден.	
Технически данни: - Надземни съоръжения: КС с прилежащи съоръжения, ГИС, възли за сепарация, подгряване и осушаване и др. - Сондажи: 10 бр. експлоатационни и 3 бр. наблюдателни сондажи, ремонт на сондажи, ликвидиране на сондажи, шлейфи и др. - Газопровод от КВ "Бутан" до ПГХ "Чирен" с дължина 45 км и DN700.	
Очаквана стойност на инвестицията: ~ 308 млн. € без ДДС	Финансиране: 1. Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД; 2. Съфинансиране от Механизма за свързване на Европа (предстои кандидатстване)
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2024 г.
Фаза на проекта:	Проектиране и издаване на разрешителни
Текущ статус на изпълнение на проекта: - м. 01/2021 г. - Обявена обществена поръчка за проектиране на наземни съоръжения; - м. 03/2021 г. - Финализиране на 3D сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура (близо 200 км ²), съфинансирани от Механизма за свързване на Европа в размер до 3,9 млн. евро (Действие 6.20.2-0021-BG-S-M-15; - В процес е провеждането на консултации с оператори на съседни газопреносни мрежи съгласно Регламент № 347/2013 г.;.	
<i>*Подробна информация за напредъка по отделните части на новата инфраструктура за проекта, е представена в т. 5.5.2.</i>	
Очаквани ползи: Гарантиране на сигурността на доставките; Повишаване на пазарната интеграция; Стимулиране на пазарната конкуренция; Насърчаване търговията с газ в региона.	
Интернет страница на проекта: https://www.bulgartransgaz.bg/chiren	

Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система - Фаза 2, ПОИ 6.8.2



Съфинансирано от Механизма за свързване на Европа на Европейския съюз

Идентификация на проекта в списъци:

ПОИ 6.8.2. Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система
Приоритетен проект на инициативата CESEC
Обект с национално значение, съгласно Решение № 312 от 10 май 2018г. на Министерския съвет

Вид на проекта: Рехабилитация и модернизация на газопреносната система на територията на България

Технически данни (Фаза 2):

Етап 2 на модернизация на компресорни станции (КС):

Интегриране на 4 бр. нови газотурбокомпресорни агрегата (ГТКА) в 3 КС:

- КС „Лозенец“ - 2 бр. (ГТКА);
- КС „Петрич“ - 1 бр. ГТКА;
- КС „Ихтиман“ - 1 бр. ГТКА.

Рехабилитация (подмяна) на участъци с обща дължина 81 км:

Участък 1: ОС "Беглеж" - КВ "Дерманци" - КВ "Батулци" - КВ "Калугерово" с дължина 58 км и DN700

Участък 2: ОС "Вълчи дол" - ЛКВ "Преселка" с дължина 23 км и DN700



Очаквана стойност на инвестицията:
~ 340 млн. € без ДДС

Финансиране:

Етап 2 на модернизация на 3 Компресорни станции - Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД.
Рехабилитация (подмяна) на 81 км участъци:
1. Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД.
2. Съфинансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF) в размер до 27,184 млн. евро (Действие № 6.8.2-0034-BG-W-M-18).

Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:

2022 г.

Фаза на проекта:

Изпълнение на строителни дейности

Текущ статус на модернизация на компресорни станции:

Издадени разрешения за строеж, изпълнение на строително-монтажни дейности.

Въведен в експлоатация строеж „Реконструкция на КС "Петрич" с изграждане на един нов газотурбокомпресорен агрегат" през м. 02/2021 г.

Текущ статус на изпълнение на рехабилитацията на участъци с обща дължина от 81 км:

Участък от ~ 13 км. – въведен в експлоатация през м. 01/2021 г.

Участък от ~ 25 км. – завършени строителни дейности през м. 11/2020 г.

Участък от ~ 19 км. и едно очистно съоръжение – стартирало строителство през м. 11/2020 г.

Участък от ~ 23 км. – избран изпълнител, издадено разрешение за строеж през м. 02/2021 г.

**Подробна информация за напредъка е представена в т.т. 5.4.1.1., 5.4.1.2 и 5.4.1.3.*

Очаквани ползи:

Осигуряване на необходимите капацитети и надежден пренос на природен газ

Подобряване ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система

Осигуряване на технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи през съществуващите и нови входни/изходни точки

Възможности за разнообразяване на посоките за пренос, в зависимост от пазарния интерес

Интернет страница на проекта: <https://www.bulgartransgaz.bg/rehabilitatiya>

5.2. Други проекти за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД в ранен етап на развитие

5.2.1. Eastring - България

Eastring – България е подпроект на проекта „Eastring“, предвиждащ изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между IP Velké Karúšany / Veké Zlievce на територията на Словакия и точка на свързване (IP) с външна граница на ЕС на територията на България. „Булгартрансгаз“ ЕАД е компанията, която е ангажирана за реализацията на българския участък от Eastring.

Съгласно резултатите от предпроектно проучване (завършило през 2018 г. и съфинансирано от CEF), на територията на Р. България⁵, при доказване на икономическата целесъобразност и ефективност на проекта, се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 262 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на Р. България. Предвижда се изграждането на 1 нова компресорна станция и 1 нова газоизмервателна станция.

За изпълнението на проекта, през м. юни 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и Eustrream подписаха Меморандум за разбирателство, съгласно който двете страни ще си сътрудничат при анализа на перспективите за развитие на газовите пазари, който трябва да установи очакваното търсене на капацитет от газопровода Eastring. През м. юли 2016 г. в Братислава е подписан и Меморандум за разбирателство за проекта Eastring между българското Министерство на енергетиката и словашкото Министерство на икономиката. Документът изразява подкрепата на двете страни за проекта, в съответствие със законодателството на ЕС.

През 2019 г. проектът Eastring не беше подкрепен от ЕК и отпадна от списъка с проекти от „общ интерес“ за ЕС, като до момента няма напредък в развитието на проекта.

5.2.2. Междусистемна връзка България - Северна Македония

Проектът е в идейна фаза и предвижда изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония.

Развитието на междусистемната свързаност между Република България и Република Северна Македония ще допринесе за повишаване на енергийната сигурност и за интегриране на енергийните пазари.

В тази връзка са подписани:

- Меморандум за разбирателство и сътрудничество в областта на природния газ между Министерство на енергетиката на Република България и Министерство на икономиката на Република Северна Македония и
- Споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Акционерно дружество за извършване на енергийни дейности „Македонски Енергийни Ресурси“ за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р. България и Р. Северна Македония.

⁵ Проектът на „Булгартрансгаз“ ЕАД представлява изцяло нова инфраструктура на територията на България. Капацитетът на газопровода е изцяло нов и не засяга капацитет по сключени дългосрочни договори за трансграничен пренос.

Един от вариантите, които ще бъдат разгледани, е за изграждане на връзката по трасето Петрич-Струмица.

5.2.3. Възможности за нови газови хранилища в България

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

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

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

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

5.3.1. Проекти в ход

○ Газопроводно отклонение Разлог - Банско

Газопроводът е с планирана дължина около 37 км, максимален дебит 30 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се трасето на газопровода да преминава по северните склонове на Пирин планина, продължава по южните склонове на Рила планина и достига до АГРС Разлог-Банско, разположена в землището на гр. Разлог, в близост до границата със землището на гр. Банско.

Проектът се съфинансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 195,5 хил. евро за извършване на проектни работи. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 14,767 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 0,94 млн. евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения, археологически проучвания, консултант по чл. 166 на ЗУТ и др.

Подписан е договор за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС, който е в процес на изпълнение. Има издадено решение по ОВОС. Одобрен и влязъл в сила е

Подробен устройствен план – парцеларен план. Изготвен е инвестиционен проект – фаза Технически проект, който е в процес на съгласуване с контролните органи. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2023г.

- **Газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп**

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

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размерна 6,834 млн. евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 12,888 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 1,76 млн. евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

Изпълнено е предпроектно проучване. Приключена е процедурата по правилата на ЕБВР за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране, който е в процес на изпълнение. Техническият и работният проекти са изготвени от проектанта и одобрени от всички институции по българското законодателство, изчаква се получаване на Разрешение за строеж от МРРБ.

Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на Европейската банка за възстановяване и развитие на електронната платформа на банката <https://ecepp.ebrd.com/>. Подписан е договор, който е изпълнен – основните материали и оборудване за изпълнението на проекта са доставени и се съхраняват в склад на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Проведена е обществена поръчка за избор на изпълнител на СМР по правилата на ЗОП. Има избран изпълнител и подписан договор, чието изпълнение е стартирало.

Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

- **Газопроводно отклонение до Свищов**

Газопроводът е с очаквана дължина 42 км., диаметър DN 200 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се захранването да бъде извършено от КВ Патреш, разположен на Северния полупръстен на МГ до АГРС, която ще бъде разположена южно от гр. Свищов.

Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 3,770 млн. евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размерна 8,266 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 0,54 млн. евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения, консултант по чл. 166 на ЗУТ и др.

Изпълнено е предпроектно проучване. Избран е проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост), като договора е в процес на изпълнение. Техническият и работният проекти са изготвени от проектанта и одобрени от всички институции по българското законодателство, и е получено Разрешение за строеж от МРРБ. Остава за изпълнени дейността „Авторски надзор“ по време на строителството.

Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на Европейската банка за възстановяване и развитие на електронната платформа на банката <https://ecepp.ebrd.com/>. Подписан е договор,

който е изпълнен – основните материали и оборудване за изпълнението на проекта са доставени и се съхраняват в склад на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Проведена е обществена поръчка за избор на изпълнител на СМР по правилата на ЗОП. Има избран изпълнител и подписан договор, чието изпълнение е стартирало.

Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

5.3.2. Предвидени възможности за изграждане на нови газопроводни отклонения

○ Газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря - Баня - Карлово- Сопот

Газопроводът е с очаквана дължина 54 км, като захранването му да бъде извършено от съществуващия магистрален газопровод Южен полупръстен, между пътя Пловдив – с. Строево – с. Малък чардак – с. Голям чардак и газопроводното отклонение за гр. Пловдив, което се намира на около 4 км. в източна посока от главен път гр. Карлово – гр. Пловдив. Автоматичните газорегулиращи станции (АГРС) е предвидено да са в околностите на гр. Сопот и гр. Карлово (или обща за двата града). Предвидени са отклонения за гр. Хисаря, както и за гр. Баня и с. Калояново. С отклонението биха могли да се захранят общините Сопот и Хисаря, гр. Баня, гр. Карлово и с. Калояново.

На този етап се предвижда да бъдат изпълнени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение.

○ Преносен газопровод до Козлодуй и Оряхово

Проектът включва изграждане на газопровод високо налягане до Козлодуй с диаметър DN 350 и до Оряхово с диаметър DN 150 и две автоматични газорегулиращи станции (АГРС).

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

5.3.3. Предвидени възможности за изграждане на инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива

В рамките на Плана за възстановяване и устойчивост на Република България е предложена инвестиция за изграждане на инфраструктура, подходяща за пренос природен газ, водород и други нисковъглеродни газообразни горива и техните смеси в района на източно-маришкия въглищен басейн и Бобов дол. Проектът цели създаване на възможност за постепенното преустановяване използването на въглища и поетапна замяна на горивната база във въглищни региони на страната чрез използването на алтернативни екологосъобразни енергоносители като водорода. Предвижда се до установяването на достатъчно производствени мощности за водород газопроводната инфраструктура да се използва за пренос на нисковъглеродни газообразни горива и техните смеси в различни съотношения (водород, биогаз, природен газ). Новата инфраструктура с обща дължина около 175 км ще бъде част от газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Проектът включва комплекс от дейности за осигуряване на нова довеждаща газопроводна инфраструктура, както следва:

- Подпроект 1: Проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на инфраструктура, подходяща за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива, за захранване на потребители в източномаришкия възлищен басейн, включително но не само „ТЕЦ Марица Изток – 2“, „Контур Глобал Марица Изток 3“, „Ей и Ес - 3С Марица Изток 1“ и други – газопроводи с обща дължина около 125 км;
- Подпроект 2: Проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на инфраструктура, подходяща за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива, за захранване на потребители в региона на Бобов дол, включително но не само „ТЕЦ Бобов дол“ и други – газопроводи с обща дължина около 50 км.

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

5.4.1 Модернизация, рехабилитация и разширение на българската газопреносна система, ПОИ 6.8.2

ПОИ 6.8.2 е комплексен проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България, който се изпълнява в три времеви фази и включва следните видове дейности:

- Модернизация и рехабилитация на компресорни станции;
- Инспекции за установяване и характеризиране на състоянието на газопроводите;
- Ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции;
- Разширяване и модернизация на съществуващата мрежа;
- Внедряване на системи за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Дейностите от Фаза 1 бяха завършени през 2018 г., а дейностите от Фаза 3 представляват инфраструктура под условие, тъй като са свързани с бъдещи решения относно проекта IBS и се отнасят до увеличение на капацитета на интерконектора от 1,8 на 2,4 млрд. м³/г. Инфраструктурата под условие включва нов газопровод Горни Богров – Нови Искър с приблизителна дължина 19 км, DN 700 и компресорна станция „Богров“ – 20 MW.

Понастоящем се изпълняват дейностите от Фаза 2 на проекта:

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

Рехабилитацията на участъците (доставки, строителство и въвеждане в експлоатация) се извършва със съфинансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF) в размер на близо 27 млн. евро и се очаква да приключи в средата на 2022 г.

Подробна информация за отделните обекти от Фаза 2 е предоставена в точки 5.4.1.1., 5.4.1.2. и 5.4.1.3. по-долу.

5.4.1.1. Подмяна на Преносен газопровод в участъка ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово (Част от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2)

Подмяната на преносния газопровод в участъка ОС „Беглеж“ – КВ „Дерманци“ – КВ „Батулци“ – КВ „Калугерово“ с дължина от 58 км и диаметър DN700, който е въведен в експлоатация на два етапа през 1973 г. и през 1975 г., е във връзка с констатирани дефекти от проведени вътрешнотръбни инспекции и наложено ограничение в максималното допустимо работно налягане от 44 bar спрямо проектното, което е 54 bar. С реализацията на проекта ще се гарантира надеждността на експлоатация и ще се осигури необходимия капацитет за пренос на природен газ.

През м. април 2016 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител на дейностите по проектиране. На 14.10.2016 г. е сключен договор с предмет: „Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията (подсилването) на северния полупръстен на газопреносната система с прединвестиционни проучвания и инвестиционно проектиране за строеж: „Подмяна на Преносен (магистрален) газопровод в участъка ОС „Беглеж“ -КВ „Дерманци“ -КВ „Батулци“ -КВ „Калугерово““.

В обхвата на договора е включено и изготвяне на оценка за въздействие върху околната среда (опция), в случай че компетентният орган постанови да се извършва ОВОС. Съгласно Решение № 3-ПР/2017 г. от 10.10.2017 г. на Министъра на околната среда и водите за обекта следва да се извърши ОВОС.

Изготвен е Доклад за оценка на въздействието върху околната среда и е издадено Решение № 3-3/2018 г. На Министъра на околната среда и водите, с което одобрява осъществяване на инвестиционното намерение. Изработени са и са одобрени от компетентните органи по ЗУТ подробен устройствен план – парцеларен план и инвестиционен проект, фаза работен, за участъка.

Всички дейности от предмета на договора, с изключение на дейностите по упражняване на авторски надзор по време на строителството, са приключили през 2020 г. В резултат на изпълнение на договора са издадени пет разрешения за строеж, както следва: за етап 3 – преносен газопровод от КВ „Батулци“ до КВ „Калугерово“ – линейна част; за етап 2 – преносен газопровод от КВ „Дерманци“ до КВ „Батулци“; за етап 4 – ОС „Беглеж“; за етап 1 – преносен газопровод от ОС „Беглеж“ до КВ „Дерманци“ и за етап 3 – преносен газопровод от КВ „Батулци“ до КВ „Калугерово“ – кранови възли.

През 2018 г. е проведена процедура по реда на Закона за обществени поръчки (ЗОП) и е сключен договор за изграждане на преносен газопровод в участъка КВ „Батулци“ – КВ „Калугерово“. Строителството на линейната част и на крановите възли е приключило и е издадено разрешение за ползване № СТ-05-35/20.01.2021 г. от Дирекция за национален строителен контрол (ДНСК). В началото на месец февруари 2019 г. е обявена процедура по ЗОП за избор на строител за участъка от ОС „Беглеж“ до КВ „Батулци“ и на ОС „Беглеж“. След проведена открита процедура е сключен договор за изграждане на преносен газопровод в участъка ОС „Беглеж“ - КВ „Батулци“ и ОС „Беглеж“. Строителството на етап 2 е изпълнено в периода май-ноември 2020 г. и на 16.11.2020 г. е подписан Констативен акт за установяване годността за приемане на строежа (акт обр.15). Изпълнението на етапи 1 и 4 е стартирало съответно на 17.11.2020 г. и 19.11.2020 г. с подписване на протоколи образец 2а и продължава към момента.

За законосъобразното издаване на разрешения за строеж и изпълнение на строежите са сключени три броя договори: за изготвяне на комплексни доклади за оценка на съответствието на инвестиционните проекти със съществения изисквания към

строежите за всеки етап; за упражняване на строителен надзор по време на строителството за участъка от КВ „Батулци“ до КВ „Калугерово“ и за упражняване на строителен надзор по време на строителството за участъка от ОС „Беглеж“ до КВ „Батулци“ и за ОС „Беглеж“.

5.4.1.2. Подмяна на Преносен газопровод в участъка ОС Вълчи дол – ЛКВ Преселка (Част от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2)

Участъкът на преносния газопровод от ОС „Вълчи дол“ до КВ „Преселка“ е част от северния полупръстен на националната газопреносна мрежа (НГПМ), въведен в експлоатация през 1975 г. Участъкът е с приблизителна дължина 23,3 км., външен диаметър DN700 и е изграден от стоманени тръби Ф711. Явява се първи след изхода на КС „Вълчи дол“ по НГПМ северен полупръстен и е с повишено термично натоварване. Във връзка с констатирани дефекти от проведени вътрешнотръбни инспекции и с цел гарантиране надеждността на експлоатация и осигуряване на необходимия капацитет за пренос на природен газ и дългосрочното осигуряване на интегритета на участъка, е необходимо същият да бъде подменен.

През м. май 2017 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител на дейностите по проектиране. На 15.12.2017 г. е сключен договор с предмет: „Проучване и инвестиционно проектиране за строеж „Подмяна на преносен (магистрален) газопровод в участъка ОС „Вълчи дол“ – ЛКВ „Преселка“ към Проект от „Общ интерес“ 6.8.2“. Дейностите от предмета на договора, с изключение на дейностите по упражняване на авторски надзор по време на строителството, са изпълнени. В резултат на изпълнение на договора са изготвени подробен устройствен план – парцеларен план (ПУП-ПП) за участъка, одобрен със заповед на заместник-министъра на регионалното развитие и благоустройството, и инвестиционен проект, фаза работна, който е съгласуван от всички заинтересовани лица. През м. февруари 2021 г. инвестиционният проект е внесен в Министерство на регионалното развитие и благоустройството за одобрение и е издадено Разрешение за строеж.

През м. декември 2019 г. е обявена процедура по ЗОП за избор на строител, който да изпълни подмяна на участъка от преносния газопровод от ОС „Вълчи дол“ до ЛКВ Преселка, както и да проектира и изгради оптична кабелна линия в участъка. Договор с изпълнител е подписан на 05.06.2020 г. Изпълняват се съпътстващи и подготвителни дейности във връзка със започване подмяната на газопровода. Инвестиционният проект за оптичната кабелна линия е съгласуван от всички заинтересовани лица и е внесен за одобрение и е издадено Разрешение за строеж от МРРБ. Сключени са два броя договори за консултант по чл.166 от ЗУТ за изготвяне на комплексен доклад за оценка на съответствието на инвестиционния проект и упражняване на строителен надзор по време на строителството - за преносния газопровод и за оптиката.

5.4.1.3. Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни, етап 2 - КС „Лозенец“, КС „Петрич“, КС „Ихтиман“ (Част от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2)

Задачата е част от цялостната концепция, свързана с изпълнението на ПОИ 6.8.2. „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“.

Действието основно е фокусирано върху модернизацията на три компресорни станции (КС), чрез интегриране на четири броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА).

За всяка от компресорните станции са извършени процедури за преценяване на необходимостта от извършване на оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС), като в резултат на тях от Министерство на околната среда и водите (МОСВ) бяха получени становища да не се извършва ОВОС.

За площадките на КС Лозенец и КС Ихтиман са изработени и съгласувани ПУП, които са одобрени от Националния експертен съвет по устройство на територията и регионална политика към Министерство на регионалното развитие и благоустройството (МРРБ).

В резултат на проведена процедура за обществена поръчка с наименование „Модернизация на 3 компресорни станции чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати“ с определения изпълнител е сключен договор на 01.03.2019 г. за извършване на инвестиционно проектиране, доставка на необходимото оборудване, изпълнение на строително-монтажни работи и въвеждане в експлоатация на строежи за модернизация на компресорни станции „Петрич“, „Лозенец“ и „Ихтиман“ чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати („ГТКА“), а именно: Строеж I – Реконструкция на КС „Петрич“ с изграждане на 1 нов ГТКА, Строеж II - Реконструкция на КС „Лозенец“ с изграждане на 2 нови ГТКА, Строеж III - Реконструкция на КС „Ихтиман“ с изграждане на 1 нов ГТКА.

За всеки един от строежите през 2020 г. е издадено разрешение за строеж от МРРБ.

Строеж I – Реконструкция на КС „Петрич“ с изграждане на 1 нов ГТКА е въведен в експлоатация през месец февруари 2021 г. Останалите два строежа са в процес на изграждане.

Очакван краен срок за завършване на дейностите – месец октомври 2021 г.

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

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

През 2018 г. е проведена процедура на публично състезание по Закона за обществени поръчки (ЗОП) с наименование „Проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на строеж „Пускова и приемна камери на газопроводно отклонение „Бургас““ въз основа на която е сключен договор, който се изпълнява. За строежът е изготвен инвестиционен проект във фаза работен, който е одобрен от „Булгартрансгаз“ ЕАД и съответно е съгласуван с експлоатационните дружества, другите заинтересовани лица и Консултанта по чл. 166 от ЗУТ. Издадено е разрешение за строеж, открита е строителна площадка и съответно са стартирали строително-монтажни работи (СМР). Очакван краен срок за завършване на дейностите – месец септември 2021 г.

През 2019 г. е проведена обществена поръчка с наименование: „Проучване, проектиране, доставки (с изключение, тези задължение на Възложителя), изграждане и въвеждане в експлоатация на строеж: Пускова и приемна камери на газопроводно отклонение „Димитровград““. В началото на 2020 г. е избран изпълнител и е сключен договор. За строежа е изготвен инвестиционен проект във фаза работен, който е одобрен от „Булгартрансгаз“ ЕАД и съответно е съгласуван с експлоатационните дружества, другите заинтересовани лица и Консултанта по чл. 166 от ЗУТ. Издадени са разрешения за строеж за пускова и съответно за приемна камери. Очакван краен срок за завършване на дейностите – до края на 2021 г.

В резултат от проведени процедури за обществени поръчки са избрани изпълнители и са сключени договори за Упражняване на консултантска дейност съгласно чл. 166, ал. 1 от Закона за устройство на територията (ЗУТ) и за двата обекта.

5.4.3. Реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен“ чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца“

Реконструкцията е с цел повишаване надеждността на преноса на газ в националната газопрееносна мрежа. Предвидено е да се уеднакви диаметърът на целия газопроводен участък с наименование „Газопроводно отклонение (ГО) Враца-1“ (от очистно съоръжение (ОС) Батулци-1 до ПГХ „Чирен“) и да се изгради приемна камера при ПГХ „Чирен“, като по този начин ще бъдат създадени условия за провеждане на очистни дейности и на вътрешнотръбни инспекции. Приемната камера ще бъде демонтирана от съществуващото към момента приемно ОС (ГРС Враца-нов) и преместена на нов терен, предназначен за приемно ОС, намиращ се преди мястото на присъединяване на ГО „Враца-1“ с ПГХ „Чирен“. Предвижда се да бъде изграден линеен кранов възел в близост до линеен кран (ЛК) №4. Новоизграденият ЛК ще раздели участъка от ЛК „Царевец“ до ПГХ „Чирен“ на два по-къси участъка, което ще улесни провеждането на очистните дейности. През 2018 г. е подписан договор за устройствено планиране, инвестиционно проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на строежа, който е в процес на изпълнение. Изготвен е работен проект, който е съгласуван с всички заинтересовани страни и контролни органи. В процес на изпълнение са дейностите по придобиване на необходимите вещни права.

5.4.4. Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“

Поради повишените количества газ за пренос към присъединените потребители, които надхвърлят проектните такива, се налага да бъде увеличен капацитетът на ГО „Търговище“. Това може да бъде постигнато, като съществуващият газопровод бъде подменен с тръби с по-голям от сегашния диаметър. През 2018 г. е подписан договор за проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на строежа, който е в процес на изпълнение. Линеината част на обекта е изградена, в процес на изграждане са технологичните съоръжения, разположени в началото и в края на газопроводното отклонение. Планираният краен срок за изграждане на обекта е I-во тримесечие на 2021 г.

5.4.5. Основни ремонти на газотурбинни двигатели и планови ремонти и инспекции на ГТКА

За всички типове газотурбинни двигатели (ГТД) е въведено понятието **междурементен ресурс** в работни часове (ресурс до инспекция) и **назначен общ технически ресурс** в работни часове, които са записани в съответните експлоатационни документи, с цел гарантиране на експлоатационна надеждност, безопасност, работоспособност и съхранение на експлоатационните характеристики на газотурбинните двигатели.

След изчерпването на междурементния ресурс или в случай на дефектирало оборудване по време на експлоатацията се пристъпва към извършване на основен ремонт за възстановяване механичните, екологичните и газодинамичните характеристики, и осигуряване на безопасната им и надеждна експлоатация през следващите (след ремонта) часове работа, до достигане на общия назначен технически ресурс.

5.4.6. Намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на газомоторни компресори (ГМК) и технологична линия от ГМК до II-ри пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“

С реализацията на строеж „Намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на ГМК и технологичната линия от ГМК до II-ри пясъчен демпфер“ се цели намаляване на стойностите на вибрациите в технологичното оборудване на ПГХ „Чирен“ в граници по-ниски от 10 mm/s, чрез извършване на строително-монтажни и ремонтни дейности и отстраняване на регистрираните отклонения в работата на нагнетателните тръбопроводи на ПГХ „Чирен“ от нормативните документи. За обекта е изготвен инвестиционен проект, фаза работен проект и има издадено разрешение за строеж. За избор на изпълнител на СМР за обекта е проведена обществена поръчка и е сключен договор за изпълнение. Подписан е и договор за изпълнение дейността „Авторски надзор“, която ще се извършва по време на изграждането на обекта.

За възлагане на консултантска дейност по чл. 166, ал. 1 от ЗУТ за обекта също е проведена обществена поръчка и е сключен договор.

5.4.7. Подмяна тръби на открит цикъл на ГМК

Откритият цикъл е с циклично действие на експлоатация (изпразване на водата от тръбите, като средство срещу замръзването и през студения период на годината, престой и запълването им за работа през топлия период), в следствие на което вътрешната страна на тръбите е силно корозирала. По време на експлоатация се отделят големи парчета ръжда, които задръстват дюзите на охладителните кули и топлообменниците и създават предпоставки за аварийане на ГМК вследствие прегряване. Това е основната причина, която налага тръбите да бъдат подменени.

За обекта е изработен инвестиционен проект и има издадено разрешение за строеж. През 2017 г. е обявена обществена поръчка за избор на строител, която беше прекратена. През месец декември 2019 г. е обявена отново обществена поръчка за избор на изпълнител на строително-монтажните работи и през м. май 2020 г. е сключен договор с избрания изпълнител. Сключен е и договор за изпълнение дейността „Авторски надзор“, която ще се извършва по време на изграждането на обекта.

5.4.8. Ремонт на очистно съоръжение "Стряма"

Очистно съоръжение „Стряма“ е технологично съоръжение към Транзитен газопровод DN1000, обезпечаващо прием и пуск на вътрешнотръбни устройства с цел почистване и вътрешнотръбна инспекция на газопровода, чийто ремонт е необходим във връзка с възникнала през 2011 г. авария на съоръжението.

През 2018 г. бе проведена обществена поръчка с цел избор на изпълнител, който да извърши ремонт на очистното съоръжение въз основа на изработен инвестиционен проект. Обществената поръчка бе прекратена и обявена повторно през 2019 г., в резултат на което същата е възложена през месец февруари на 2020 г. Избран е изпълнител и е сключен договор, който се изпълнява.

5.5. Изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията

5.5.1. Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет

В обхвата на обект „Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет“ е предвидена за изпълнение поръчка: „Доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“.

С реализирането на тази поръчка ще се въведе и използва утвърдена на европейския газов пазар платформа за обезпечаване дейностите по търговско диспечирание, свързани с регистриране на ползвател и сключване на договор, управление на капацитет, администриране на заявките, процедури по сравнение, разпределение на количества, балансиране, сетълмент и фактуриране и др., отнасящи се до основната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД - пренос на природен газ и отношенията „оператор на газопреносна система - мрежови ползвател“.

5.5.2. Разширение на капацитета на „ПГХ Чирен“ – надземна част - изработване на инвестиционен проект

През 2009 г. след проведена процедура по ЗОП, „Булгартрансгаз“ ЕАД възлага на чешката фирма „MND“ изработването на „Нов Технологичен проект за експлоатация и разширение на ПГХ „Чирен“. През 2011 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД приема технологичния проект, който дава главните насоки на разширението и експлоатация на ПГХ „Чирен“, определяйки неговата техническа и икономическа осъществимост, на база на предварително зададени от „Булгартрансгаз“ ЕАД варианти при определени повишени налягания и обеми на съхранявания газ.

Одобреният вариант за разширение на ПГХ Чирен е Вариант III, а именно при пластово налягане до 150 бара, обем на активния газ - 1 млрд.м³ и дневен дебит на нагнетяване и добив до 8÷10 млн.м³.

На основание извършени изследвания на ПГХ „Чирен“ е взето решение за поетапното му разширение, с което се цели да се достигнат следните параметри:

- повишаване на резервоарното налягане до 150 bar (сега 110 bar);
- увеличаване обема на активния газ до 1.0 млрд м3 (сега 0,55 млрд.м3);
- увеличаване на дневната производителност до 10 млн. м3/ден (сега максимум 4,7 млн. м3/ден при форсиран режим).

За да се постигнат целите на разширението, ще се работи по три направления:

1. Проектиране и изграждане на нови надземни съоръжения – компресорна станция с всичките ѝ прилежащи технически съоръжения за обезпечаване надеждна и непрекъсната работа в режими нагнетяване и добив на газ, както и нова газоизмервателна станция (ГИС).

2. Проектиране и изграждане на подземни съоръжения – десет нови високодебитни експлоатационни и три наблюдателни сондажа, ликвидация на някои от старите сондажи, които не отговарят на изискванията за увеличаване на пластовото налягане в резервоара, както и нови шлейфи, свързващи експлоатационните сондажи с компресорната станция.

3. Проектиране и изграждане на газопровод, свързващ ПГХ „Чирен“ с газопровод „Балкански поток“.

През март 2021г. е подписан договор за проектиране на надземните съоръжения за разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ и връзката им със съществуващите. Целта на

поръчката е да се изработи инвестиционен проект – фаза работен проект при реализирането, на който:

- ще се създаде техническа възможност за поетапно разширение на подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“, съгласно вариант III от технологичен проект, разработен от „MND“, Чехия, по възлагане от „Булгартрансгаз“ ЕАД;
- ще се осигури необходимото ново високонадеждно компресорно оборудване, осигуряващо възможност за достигане на заложените в технологичния проект параметри;
- ще се осигури необходимото ново високонадеждно оборудване за рехабилитацията на съществуващи обекти от газопреносната мрежа и изграждането на нови такива;
- ще се повиши експлоатационната безопасност и увеличаване капацитетните възможности на ПГХ „Чирен“.

След получаване на резултатите от 3D полеви сеизмичните проучвания върху площта на „Чиренската структура“ ще бъде обявена обществена поръчка за проектиране на подземни съоръжения – десет нови високодебитни експлоатационни и три наблюдателни сондажа, както и нови шлейфи, свързващи експлоатационните сондажи с компресорната станция.

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2021-2025 Г.

Настоящият раздел от Десетгодишния план за развитие на мрежите има за цел да се покаже развитието на капацитета на газовата инфраструктура, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура и съоръжения.

Планираните дейности на Дружеството в периода 2021-2025 г. ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД осигурява необходимия трансграничен капацитет, който позволява двупосочност на преноса на природен газ. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в зависимост от развитието на газовия пазар в Европа и страната.

Прогнозни капацитети за периода 2021 -2025 г.

Към 1 януари, MWh/d	2021	2022	2023	2024	2025
Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	404 413	411 816	477 129	484 528	491 927
IP Негру вода 1	214 390	214 390	214 390	214 390	214 390
Интерконектор Русе-Гюргево (IBR)	26 959	26 959	26 959	26 959	26 959
Интерконектор Гърция-България (IGB)**	96 685	96 685	96 685	96 685	96 685
Интерконектор България-Сърбия (IBS)*	0	0	57 918	57 918	57 918
ГИС Чирен	40 377	47 780	55 175	62 574	69 973
Местен добив	26 002	26 002	26 002	26 002	26 002
Изходен капацитет	483 184	503 322	568 635	607 744	615 143
IP Негру вода 1/Кардам	121 664	121 664	121 664	121 664	121 664
Изходна зона България	273 479	286 214	286 214	317 924	317 924
Интерконектор Русе-Гюргево (IBR)	26 490	26 490	26 490	26 490	26 490
Интерконектор Гърция-България (IGB)**	21 174	21 174	21 174	21 174	21 174
Интерконектор България-Сърбия (IBS)**	0	0	57 918	57 918	57 918
ГИС Чирен	40 377	47 780	55 175	62 574	69 973
Газопреносна мрежа за трансграничен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	1 286 033	1 708 033	1 708 033	1 708 033	1 708 033
IP Негру вода 2,3/ Кардам	624 077	624 077	624 077	624 077	624 077
IP Кулата/Сидирокастро***	64 826	64 826	64 826	64 826	64 826
IP Странджа/Малкочлар	0	105 500	105 500	105 500	105 500
IP Странджа 2/ Малкочлар	576 030	576 030	576 030	576 030	576 030
IP Киреево/Зайчар	21 100	337 600	337 600	337 600	337 600
Изходен капацитет	822 627	1 049 452	1 049 452	1 049 452	1 049 452
IP Странджа/Малкочлар	497 168	497 168	497 168	497 168	497 168
IP Кулата/Сидирокастро	117 804	117 804	117 804	117 804	117 804
IP Кюстендил/Жидилово	27 384	27 384	27 384	27 384	27 384
Изходна зона България	6 196	6 196	6 196	6 196	6 196
IP Киреево/Зайчар	174 075	400 900	400 900	400 900	400 900
Трансферна точка вход НГПМ - ГМТП	322 385	322 385	322 385	322 385	322 385
Трансферна точка изход НГПМ - ГМТП	21 117	21 117	21 117	21 117	21 117

* Физически и/ или търговски реверсивен пренос

** Посочените капацитети за входните и изходните точки са проектни и могат да бъдат променени след въвеждането им в експлоатация.

*** Възможно е повишение на капацитета след 2023 г. във връзка с реализация от DESFA S.A. на проекти за КС Кипи и КС Амбеля.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

„Булгартрансгаз“ ЕАД е компания, работеща в условията на динамично променяща се среда Дружеството развива ефективно инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в България в унисон с националните, регионалните и общеевропейски приоритети, цели и стратегии за постигане на сигурност, стабилност, диверсификация, пазарна интеграция, конкуренция и либерализация. Природният газ е в основата на политиката на ЕС за намаляване на емисиите на парникови газове до 2030 г. Газовата инфраструктура ще има ключова роля и за декарбонизацията и постигането на въглеродна неутралност до 2050 г.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2030 г. са:

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

В периода 2021-2030 г. се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки със съседни държави, както и да бъде въведен в експлоатация терминала за втечнен природен газ край Александрополис. С реализирането на плановете на Дружеството, газовата инфраструктура на България ще свързва общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток и Източния средиземноморски басейн. Като резултат ще бъдат гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България.

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

Приоритет в инвестиционната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изграждането на нови газопроводни отклонения, чрез които се създават условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните икономически, социални, екологични и др. ползи за местното население. Предвидено е и изпълнението на проекти за изграждане на инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива.

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

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

ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

- Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Р. България до 2030 г. с хоризонт до 2050 г.
- Енергийна стратегия на Р. България до 2020 г. изменена с Решение на Министерски съвет № 847 от 22.11.2018 г. и Решение на Народното събрание от 30.11.2018 г., обнародвано в бр. 101 от 07.12.2018 г. на Държавен вестник
- Национален план за възстановяване и устойчивост
- Стратегия на ЕС за използване на водорода
- Стратегия за интеграция на енергийните системи
- Министерство на Енергетиката на Р. България (www.me.government.bg)
- Комисия за Енергийно и Водно Регулиране (www.dker.bg)
- Данни за БВП, ПЕП, КЕП и др. от Национален статистически институт (www.nsi.bg)
- Данни за потреблението на природен газ, Eurostat (www.epp.eurostat.ec.europa.eu)
- Национален енергиен баланс на Република България (www.nsi.bg)
- Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Р. България през 2019 г. (www.me.government.bg)
- Списък Проекти от „общ интерес“, интернет страницата на Европейската комисия, Генерална дирекция „Енергетика“, (www.ec.europa.eu)
- Доклади за състоянието на енергийния съюз - Reports on the State of the Energy Union (<https://ec.europa.eu>)
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на следните интернет страници:
 - Булгаргаз (www.bulgargaz.bg)
 - Булгартрансгаз (www.bulgartransgaz.bg)
 - Български енергиен холдинг (www.bgenh.com)
 - Balkan Gas Hub (www.balkangashub.bg)
 - Gazprom (www.gazprom.com)
 - Rosneft (www.rosneft.com)
 - White Stream (www.white-stream.com)
 - IGI Poseidon (www.igi-poseidon.com)
 - DESFA S.A. (www.desfa.gr)
 - DEPA, S.A. (www.depa.gr)
 - Gastrade (www.gastrade.gr)
 - Prometheus Gas (www.prometheusgas.gr)
 - Energean Oil & Gas (www.energean.com)



- HRADF (www.hradf.com)
- JP Srbijagas (www.srbijagas.com)
- ГАМА АД (www.gama.com.mk)
- LNG Hrvatska (www.lng.hr)
- ICGB AD (www.icgb.eu)
- ITGI (www.edison.it)
- TAP (www.trans-adriatic-pipeline.com)
- Shah Deniz (www.bp.com)
- ANRE - National Energy Regulatory Authority (www.anre.ro)
- Transgaz S.A. (www.transgaz.ro)
- Romgaz (www.romgaz.ro)
- CEPA - (www.cepa.org)
- BOTAS (www.botas.gov.tr)
- EMRA – Turkish Natural Gas Market – Report 2017
- Ministry of Foreign Affairs - Turkey's Energy Profile and Strategy (www.mfa.gov.tr)
- AIIB – Turkey Gas Storage Expansion Project 2018
- ETKILIMAN – (www.etkiliman.com.tr)
- ENTSG (www.entsog.eu)
- Delek Drilling (www.delekdrilling.co.il)
- Информация, свързана с добива на природен газ в България, интернет страницата на Petroceltic International Plc (бившата „Мелроуз Рисорсиз“), (www.petroceltic.com)
- Бизнес програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2025 г., одобрена с решение по Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 499/22.12.2020 г. и решение по Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 1/07.01.2021г.
- Регионален инвестиционен план „Централна и Източна Европа“ 2019 г. (www.entsog.eu)
- Регионален инвестиционен план „Южен коридор“ 2017-2026 г. (www.entsog.eu)
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP 2020) на ENTSG (www.entsog.eu)
- GIE – Gas Infrastructure Europe (www.gie.eu)
- IEA - International Energy Agency – Report 2020 (www.iea.org)
- EIA – U.S Energy Information Administration (www.eia.gov)
- IENE – Institute of Energy for South–East Europe (www.iene.eu)
- BP Statistical Review of World Energy 2020 (www.bp.com)
- Ministry of Energy and Natural Resources – Republic of Turkey (www.enerji.gov.tr)



- IICEC – Istanbul International Center for Energy And Climate
- GAZBIR - Natural Gas Distribution Companies Association of Turkey
- MER JSC Skopje - Macedonian Energy Resources Skopje (www.mer.com.mk)
- Consilium Europa – (www.consilium.europa.eu)
- Platts (www.platts.com)
- CESEC Plenary and Working Group, 13 February 2020
- Информация от други вътрешно – фирмени документи и кореспонденция със заинтересовани страни