

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2022–2031г.

Април 2022г.

**Одобрен с Решение по Протокол №620/11.04.2022 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**



БУЛГАРТРАНСГАЗ

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.....	19
ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	32
3. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	32
4. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	33
5. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	34
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	37
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	37
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	38
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА УСЛУГИ ПО ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ИНФРАСТРУКТУРАТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД.....	40
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ	41
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2022-2031 Г.....	44
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2022 – 2024 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	46
2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2022 – 2031 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО ЗНАЧЕНИЕ.....	49
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2022 – 2031 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	49
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2022 – 2031 г.....	50
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ.....	53
РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2022-2026 Г.	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	74
ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ.....	76
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/РСИ – 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 и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано към нея;

ЕМОПСГ/ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas
Европейска мрежа на операторите на преносни системи за газ;

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 2022 – 2031 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, 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 развитието на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2022 – 2031 г. са насочени към рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата основна и спомагателна газопреносна инфраструктура и прилежащите ѝ съоръжения, развитие на междусистемната свързаност и увеличаване на капацитета за съхранение. От съществено значение са проектите в областта на водорода за изграждането на нова водородна инфраструктура и оценка за последващ ретрофитинг на съществуващата инфраструктура за осигуряване на пригодност за пренос на водород и водородни смеси. Реализацията им 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 и проектни идеи 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 и подпомагане за взимането на дългосрочни инвестиционни решения.

Реализацията на инвестиционната стратегия, представена в настоящия План, ще осигури допълнителни възможности за повишаване на 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 за осигуряването на конкурентен пазар на природен газ, увеличаване на предлагането и по-голям избор за участниците в него. Това от своя страна би довело до ценови стимули, които да 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 плановете 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 (ENTSO-G).

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.

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.

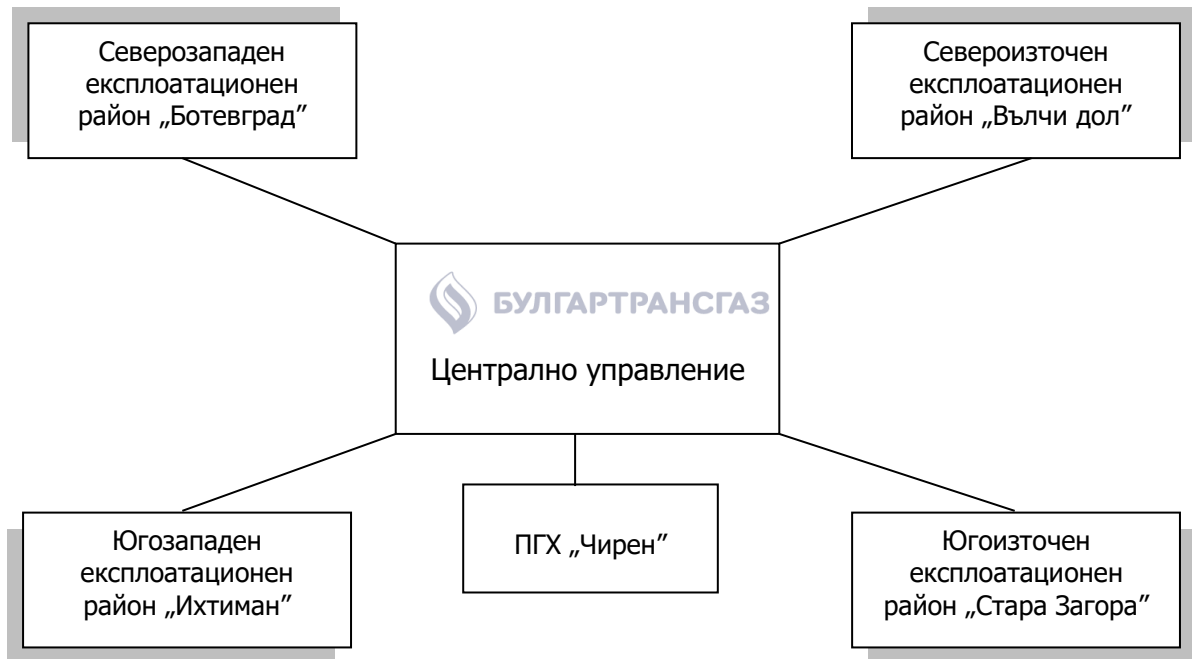
Дружеството притежава следните лицензии, издадени от ДКЕВР:

- 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 ПГХ „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 с нея.

Газопреносната мрежова инфраструктура 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 единадесет компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Кардам-2“, КС „Вълчи дол“, КС „Полски Сеновец“, КС „Расово“, КС „Провадия“, КС „Нова Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с приблизително обща инсталирана мощност в размер на около 406 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 9 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение до 5 813 500 MWh природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите 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 МВч/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 МВч/1000м³). В аварийна ситуация максималният капацитет за добив е до 49 679 MWh/d (4.7 mcm/d при 10.57 МВч/1000м³) при пълно газово хранилище и за кратък период от време (не повече от 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;

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява последователна и целенасочена политика за подобряване на свързаността със съседните страни чрез създаване на нови точки на междусистемно свързване със значителен капацитет и максимизиране на капацитетите в съществуващите точки.

Съществуващата и планирана газова инфраструктура осигурява възможност за диверсификация на доставките на природен газ както за България, така и за останалите страни в региона на Югоизточна Европа.



1.1.1. Потребление на природен газ

Потреблението на природен газ в България през 2021 г. е 35 430 GWh, което бележи повишение от 13,06% спрямо потреблението за 2020 г. (31 337 GWh).

По данни от Общия енергиен баланс на НСИ за 2020 г., природният газ има дял от 14,1% в първичното енергийно потребление и 13,7% 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

Потреблението на природен газ в България се осигурява в най-голяма степен чрез внос. В страната няма открити значими находища на природен газ. Добиват се ограничени количества природен газ от находища „Галата“ и „Долни Дъбник“. Делът на вноса на природен газ в България през 2021 г. е 99,4%, а 0,6% от потреблението е осигурено от местен добив.

„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.

От 2020 г., с установяването на значителни капацитети за пренос от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД и партньорите, оператори в съседните страни, както и след промяната на газовите потоци в региона, са налице значителни количества природен газ от алтернативни източници и маршрути за България, а през мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД – и за съседните страни.

Благодарение на осигурените капацитети в точките на междусистемно свързване през 2019 и 2020 г. бяха увеличени значително количествата природен газ от алтернативни източници за България, включително втечен природен газ от САЩ през терминала в Ревитуса, Гърция. От 1 януари 2021 г. през IP Кулата/Сидирокастро се осъществяват и доставките на азерски газ за България.

С цел улесняване на ползвателите и подобряване на технологичната свързаност на газопреносната мрежа, „Булгартрансгаз“ ЕАД извърши редица мероприятия и технологични решения. Считано от 01.10.2021 г. отпадна съществуващото разделение на мрежите (НГПМ и ГМТП) и системата се разглежда като единна мрежа, която гарантира в пълна степен изпълнението на техническите капацитети за пренос независимо от посоката на търговските потоци. Съответно балансовите зони Национална и Транзитна са обединени в единна балансова зона, в която действа единна Виртуална търговска точка (ВТТ).

Създаването на единна балансова зона и респективно единна ВТТ дава възможност ползвателите на мрежата и търговците на газ да работят с единно балансово портфолио, с което се премахват рисковете от генериране на положителен дисбаланс в едната балансова зона и отрицателен в другата. В резултат от обединяването на балансовите зони и ВТТ се повишава ефективността на управление на портфолиото и се улеснява навлизането на нови пазарни участници, с което се стимулира повишаването на ликвидността и развитието на газовия пазар в България.

През 2020 г. и 2021 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	2020		2021	
		Количество, GWh	Относителен дял	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос, в т.ч.	31 011	99,0%	35 206	99,4%
1.1.	Руска федерация	23 602	76,1%	31 115	88,4%
1.2.	Други източници	7 409	23,9%	4 090	11,6%
2	Местен добив	326	1,0%	224	0,6%
	ОБЩО	31 337	100%	35 430	100%

По данни от доклада на ГД Енергетика на ЕК за Q3 на 2021 г. през първите три тримесечия на годината общият внос на природен газ в ЕС се е увеличил с 5% спрямо

същия период на 2019 г., а на LNG е намалял с близо 14%. За България вносът на природен газ от алтернативни източници за 2020 г. е приблизително 24%, докато през 2021 г. намалява, но се задържа около 11,6%.

Намалението на количествата газ от алтернативни източници за потребление в България и ЕС може да бъде отчетено като временно. То се дължи от една страна на постепенното възстановяване на икономическата активност след Ковид-кризата от 2020 г. и от друга страна от значителния ръст на търсенето и на цените на газа на азиатските пазари, в т.ч. на втечнения природен газ. Вследствие на това развитие търговците на LNG насочиха значителни количества към азиатските страни и намалиха предлагането в Югоизточна Европа.

По данни на U.S. Energy Information Administration (EIA) за 2021 г. САЩ има 26% представляващ най-голям дял от износа на LNG за европейските пазари. Други значими източници са Катар с дял от 24% и Русия - 20%. Страните в ЕС активно работят за диверсификация на източниците и газовите доставки.

Планът REPowerEU за достъпна, сигурна и устойчива енергия, обявен от Европейската комисия на 8 март 2022 г., предвижда значително увеличение на доставките на LNG за страните от ЕС.

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.

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 2021 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 31.12.2021 г. е 146 243, от които 8 156 небитови и 138 087 битови клиенти. Броят на клиентите е нараснал с 10,4% за една година - от 132 424 през 2020 г. на 146 243 през 2021 г. Битовите клиенти са е увеличили с 10,8%, а небитовите – с 4,9%.

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

В различен стадий на реализация са редица проекти, водещи до повишаване на степента на либерализацията, ликвидността и диверсификацията 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 (ГХБ) с Програмата за освобождаване на газ от обществения доставчик. От началото на 2020 г. се предлагат краткосрочен сегмент (спот), дългосрочен сегмент и брокерска услуга. Към м. декември 2021 г. на платформата са регистрирани 49 компании-участници, в т.ч. и „Булгартрансгаз“ ЕАД като единствен към момента член-ОПС.

Основна цел на дейността на ГХБ е създаването на ликвиден, прозрачен, надежден, стабилен и единен регионален газов пазар, в пълно съответствие с енергийните и финансови български и европейски регулации. Дружеството притежава лицензия за извършване на дейността „организиране на борсов пазар на природен газ“ № Л-532-11 от 25.03.2021 г. В допълнение Комисията за енергийно и водно регулиране одобри платформата за търговия с природен газ на ГХБ, като в пълна степен отговаряща на изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014 и на действащите Правила за търговия с природен газ, Правила за балансиране на пазара на природен газ и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс.

В резултат от дейността на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД през последните две години значително беше повишена ликвидността на газ в страната и бяха въведени практиките на борсова търговия и нарастваща роля и дял на спот пазара (в рамките на деня и за ден напред). По данни за 2021 г. търгуваните количества природен газ възлизат на 12 671 827 MWh. Общият брой сделки за годината са 6 480 броя, като се наблюдава повишаване с 419.98% в краткосрочния сегмент (спот) и 341.80% в дългосрочния сегмент в сравнение с 2020 г.

Важен фактор за повишената ликвидност е броят и активността на членовете на ГХБ. Голяма част от тях са водещи български компании в областта на търговията с природен газ. Около 30% от членовете на пазара на ГХБ са чуждестранни компании, като в списъка с членове присъстват водещи европейски търговци, опериращи на единния пазар за газ на ЕС. Значима част от чуждестранните клиенти са от съседните на България членки на ЕС – Гърция и Румъния, както и от други държави в Югоизточна и Централна Европа.

Дейността на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД е изцяло съобразена с европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар и е в подкрепа на плановете за развитие на газовата инфраструктура в цяла Европа. Концепцията за създаване и развитие на газоразпределителен център на територията на Република България, както и за създаването на борса за търговия на газ, е активно подкрепяна от Европейската комисия и е строго съобразена с нуждите, идентифицирани от Групата на високо равнище за газова свързаност на Централна и Югоизточна Европа (CESEC).

В тази връзка на 10.09.2021 г. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД се присъедини към Меморандума за разбирателство за трансгранично сътрудничество относно развитието на интегриран пазар на природен газ в Югоизточна и Източна Европа - SEEGAS. В началото на 2022 г. към SEEGAS се присъедини и „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В рамките на инициативата за развитие на интегриран пазар на природен газ в Югоизточна и Източна Европа, съвместно с „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, участват борсови оператори и оператори на газопреносни мрежи от България, Гърция, Румъния, Австрия, Полша и Украйна. Меморандумът цели създаването и развитието на ефективна клирингова система за транзакции с природен газ и деривати в съответствие с европейските практики. SEEGAS се ползва с подкрепата на European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), като един от механизмите за подкрепа е извършването на фокусирани проучвания и асистирание при развитието на регионална инфраструктура за капиталов пазар (CMI), включително post-trade среда, базирана на международни стандарти и най-добри практики.

ГХБ е единствената международно призната и легитимна газова борса в страната, разпознаваема, както от международни институции и организации, така и от международните пазарни участници. Благодарение на непрекъснатото подобряване на междусистемната свързаност, осъществявано от „Булгартрансгаз“ ЕАД, ефектът от постигането на целите на SEEGAS ще има изражение не само в страната, но и в целия регион.

1.1.4. Дейности по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД

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.

Дружеството е сключило договори за достъп и пренос с над 80 компании, търговци на природен газ, чийто дял в пренесените количества се увеличава, особено след стартирането на търговската платформа на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД.

Данните за количествата пренесен природен газ през газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2020 г. и 2021 г. са посочени в таблицата:

№	Вид доставка	Количество 2020 г. (MWh)	Относителен дял	Количество 2021 г. (MWh)	Относителен дял
1	Пренос на природен газ до изходни точки в страната	31 336 576	45,11%	35 430 139	25,82%
2	Пренос на природен газ до трансгранични точки със съседни държави	38 137 227	54,89%	101 778 323	74,18%
Общо:		69 473 803	100%	137 208 462	100,00%

През 2021 г. е налице повишение с 13% на количествата газ, пренесени до изходни точки в страната. Отбелязва се значителен ръст от близо 167% спрямо 2020 г. на количествата газ за пренос до трансгранични точки. Това се дължи на въвеждането в експлоатация на разширението на газопреносната система от българо-турската до българо-сръбската граница и на увеличената междусистемна свързаност и нарастващата пазарна интеграция със съседните страни-членки на ЕС Гърция и Румъния.

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 нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2021 г. са 3 930 GWh, а добитите количества са 4 961 GWh.

1.1.5. Местен добив на природен газ

Добив на природен газ се осъществява от „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и „Петроkelтик България“ ЕООД.

От 2004 г. „Петроkelтик България“ започна местен добив на природен газ, първоначално от находище „Галата“, а след това и от новооткритите находища „Калиакра“ и „Каварна“, за които „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя достъп до

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.

През 2021 г. около 0,6% от потреблението на природен газ е осигурено от местен добив от находища „Галата“ и „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. Инвестиционните планове на „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 енергийно 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.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разработва проект за изграждане в източномаришкия въглищен регион на нова газопреносна инфраструктура, пригодна за пренос на водород, нисковъглеродни газообразни горива и техните смеси с природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД планира също проекти, свързани с оценка на възможностите и последващ ретрофитинг на съществуващата инфраструктура за осигуряване на пригодност за смесване на природния газ с водород и за изграждане на изцяло

водородна инфраструктура от района на София до българо-гръцката граница при IP Кулата/Сидирокастро.

С изграждането на проектите за нова газова инфраструктура в страната и региона се очаква значително повишение на количествата природен газ от алтернативни източници, които ще бъдат пренасяни през газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД за страните от региона. Ключови са проектите за изграждане на нови терминални за LNG, и междусистемните газови връзки на България със Сърбия и Гърция – интерконекторите България-Сърбия (IBS) и Гърция-България (IGB).

„Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на „Газтрейд“ С.А. - проектната компания, която реализира „Независимата система за природен газ Александруполис“. Българското участие в проекта е стратегически важно за диверсификацията и сигурността на енергийните доставки за България и останалите страни в региона.

С предприетите дейности за поетапно увеличаване на капацитета на ПГХ Чирен ще се насърчи търговията с природен газ, ще се повиши пазарната конкуренция и ще се допринесе за функционирането на ликвиден газов пазар.

Като отговорна компания „Булгартрансгаз“ ЕАД приветства плановете на Европейския съюз за декарбонизация на енергийния и промишления сектор и се стреми да бъде адекватна на приетите общоевропейски приоритети в областите климат и енергетика. В тази връзка българският преносен оператор, (считано от 2021 г.), участва в инициативите „European Clean Hydrogen Alliance“ и „European Hydrogen Backbone“, имащи за цел широко внедряване на водородни технологии и създаване на модел на общоевропейска инфраструктура за пренос на водород.

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

С реализацията на мащабните проекти в региона за развитие на газопреносната инфраструктура, повишаване на капацитетите за съхранение на газ и новите терминали за ВПГ, както и потенциала на местния добив, се очаква повишаване на потреблението на природен газ в условията на висока конкуренция и ликвидни пазари.

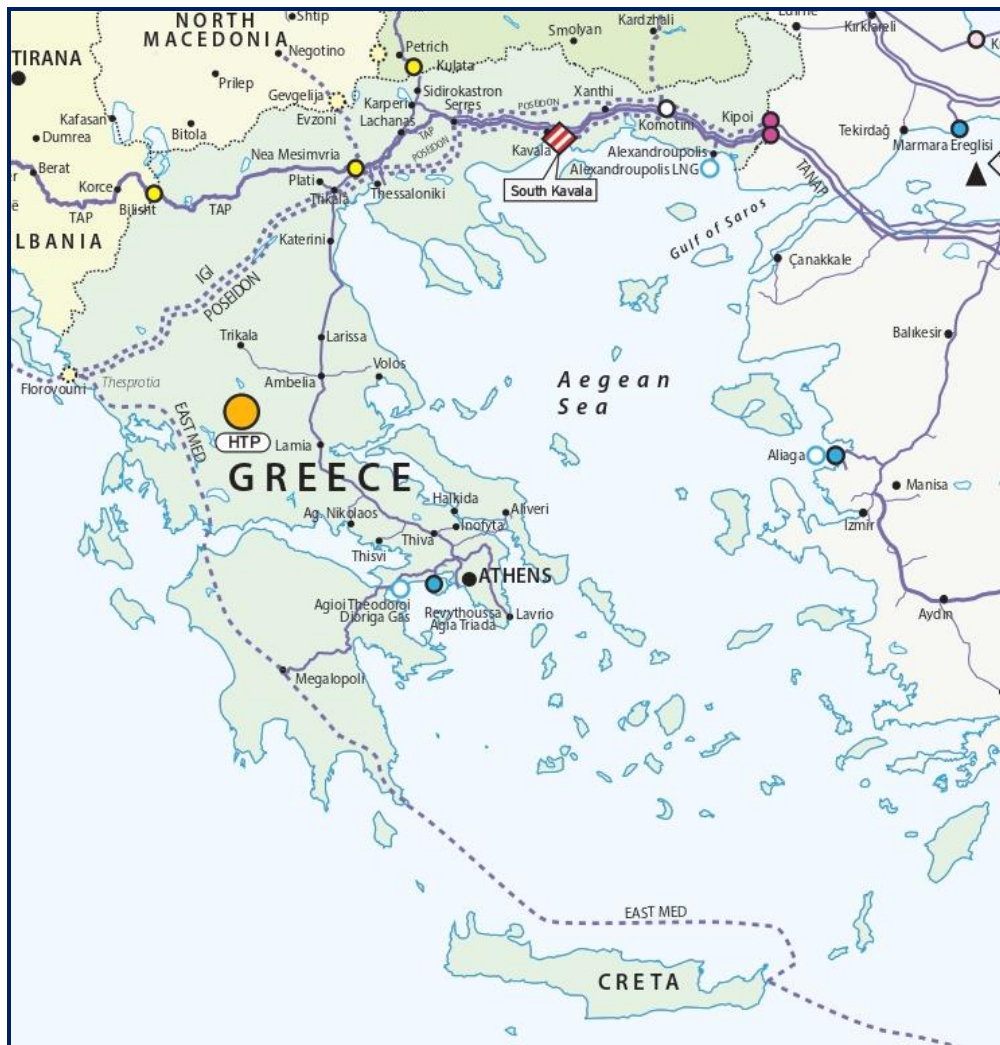
Подобряването на междусистемната свързаност в региона и осигурените алтернативни маршрути на доставка ще подпомогнат енергийните потребители да се възползват от възможностите на „Газов хъб Балкан“ ЕАД и значимите нови инфраструктурни проекти.

От своя страна това ще допринесе за повишаването на енергийната сигурност, диверсификацията от отношение източниците на доставка и постигането на пазарна интеграция на държавите в региона.

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



Газопреносна инфраструктура в Гърция. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в Гърция бележи стабилен ръст. През 2020 г. потреблението възлиза на 5,83 млрд. м³/г., като значителен дял от нея заема производството на електроенергия. Потреблението в страната се осигурява основно от внос през България, Турция и от източници на втечен природен газ.

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, като все повече ще се разчита на източници в района на Средиземно море, Близкия Изток и Централна Азия.

Трансадриатически газопровод (TAP)

Трансадриатическият газопровод (TAP) с дължина от 878 км е част от Южния газов коридор, транспортиращ природен газ до Европа от находището Шах Дениз II в Азербайджан. Текущият годишен капацитет е 10 bcm/y, с възможност за удвояване. Газопроводът е свързан с Трансанадолския газопровод (TANAP) на турско-гръцката граница и преминава през Гърция, Албания, Адриатическо море, като достига до крайната си точка в южната част на Италия. Търговската експлоатация на газопровода започна през ноември 2020 г.

East Med

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. Планираният капацитет е 10 млрд. м³ газ годишно, с възможности да достигне до 16 млрд. м³ Окончателното инвестиционно решение се планира да бъде взето през 2022г., а самото изграждане на съоръжението е планирано да приключи в края на 2025 г. Газопроводът EastMed е проект от „общ интерес“ включен в Петия списък на ЕК и има перспектива да се превърне в алтернативен енергиен коридор за Европа.

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 проекта ще осигури възможност за Италия и Европейските страни за доставка на природен газ от Каспийско море или Близкия изток. Проектът е включен и в Петия списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК.

IGB

Междусистемната газова връзка Гърция-България се реализира от проектната компания „АЙ СИ ДЖИ БИ“ АД с акционери БЕХ ЕАД (50%) и IGI Poseidon (50%). Газопроводът IGB ще се свърже с гръцката национална газопреносна система в района на гр. Комотини (Гърция) и с българската газопреносна система в района на гр. Стара Загора. Проектният капацитет в посока от Гърция към България ще бъде до 3 млрд.м³/година. Газопроводът е в процес на изграждане и 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.

Ionian Adriatic Pipeline

Разработени са планове и са обсъждани възможни маршрути за разклонение на TAP 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 газопровода TAP.

Revithoussa LNG Terminal

Терминалът за втечен природен газ в Ревитуса разполага с годишен капацитет до 7 млрд. м³ и капацитет за съхранение 225 000 м³. Чрез него се постига по-висока ликвидност на пазара на природен газ и допринася за сигурността на газовите доставки за Гърция и региона.

През 2019 г. чрез терминала бяха осъществени първи доставки за българския пазар на втечен природен газ, включително от САЩ.

Alexandroupolis Independent Natural Gas System

Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция на 5,5 млрд. м³ годишно. Капацитетът за съхранение е 170 хил. м³. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и др.

През м. август 2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД подписа окончателното споразумение за покупко–продажбата на 20% от капитала на „Gastrade“ S.A. – проектната компания за реализация на терминала. 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.

През м. януари 2022 г. беше взето окончателно инвестиционно решение за изграждането на проекта. Очаква се да бъде въведен в търговска експлоатация до 01.01.2024 г.

Проектът ще бъде в синергия с 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 Петия списък с проекти от „общ интерес“ е заложено изграждането на подземно газохранилище с планиран годишен капацитет до 720 млн.м³. Проектът се състои в трансформиране на почти изчерпаното подводно находище на природен газ в подземно хранилище.

Към момента Гърция не разполага със собствено подземно газохранилище.

По отношение на местния добив, Гърция следва плановете 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



Газопроводна инфраструктура в Турция. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в Турция през 2020 г. възлиза на 48.2 млрд. м³, което е ръст от приблизително 10% на годишна база спрямо 2019 г. През зимния период пиковото потребление достига нива от 250-300 млн. м³ на ден, като се очаква търсенето да нараства в бъдеще поради растежа на икономиката на страната.

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. След наскоро откритите офшорни газови находища със значителни запаси се планира голяма част от производството на електроенергия в страната да се покрива от местния добив.

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 втечен природен газ от различни източници.

Чрез Трансанадолския газопровод (TANAP) се осъществяват доставки от азербайджанското находище „Шах Дениз II“. Капацитетът на първия етап е 16 млрд. м³/г., от които 10 млрд. м³/г. се транзитират до европейските пазари, а за вътрешно потребление в Турция са предназначени 6 млрд. м³/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. В ход е изграждането и на трети плаващ терминал (Saros FSRU). Въвеждането на проекта в търговска експлоатация се очаква до края на 2022 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 2020 г. надхвърля 30% и се нарежда на седмо място в света по внос на LNG.

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).

През юни 2021 г. беше обявено откриването на 135 млрд. м³ в кладенеца Amasra-1 в северната част на газовото находище Сакария в Черно море. С това откритията на газови находища в турската акватория на Черно море достигат 540 млрд. м³.

2.3 Румъния



Газопреносна инфраструктура в Румъния. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в Румъния през 2020 г. е 11,7 млрд. м³. По данни на Агенция за сътрудничество между регулаторите на енергия (ACER) за 2020 г. местният добив заема 76% от общия дял в страната. Доставките за страната се извършват от Унгария (13%), Русия (10%) и други източници (1%).

Необходимите допълнителни количества за задоволяване на търсенето в страната се осигуряват от внос, в т.ч. през точките на междусистемно свързване с България.

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.

Програмата за развитие на газовата инфраструктура в Румъния е обвързана до голяма степен с развитието на находищата в Черно море. В тази връзка са планирани модернизация и разширение на съществуващия газов коридор, свързващ румънската газопреносна мрежа с унгарската и включващ газопроводи и компресорни станции.

Eastring

Газопровод осигуряващ двупосочен пренос с годишен капацитет между 225 500 GWh и 451 000 GWh, който свързва Словакия с външната граница на ЕС през България, Унгария и Румъния. Чрез него ще се осигури достъп до газовите находища в Каспийския регион и Близкия изток. Ще се осигури допълнителна възможност за диверсификация на маршрутите и източниците за доставка на газ, както и ще допринесе за сигурност на доставките на газ главно в страните от Югоизточна Европа.

RO-HU/BRUA

Фаза II от проекта, включваща повишаване на капацитета в посока от Румъния към Унгария с до 4,4 млрд. м³ годишно, газопровод от Черно море до Подишор и осигуряване на двупосочен пренос на връзката между Румъния и Унгария. Проектът е включен в Петия списък на проекти от „общ интерес“.

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. Плановете за развитие на газохранилищата в Румъния предвиждат в следващите години удвояване на капацитета за съхранение, което ще покрива около половината от годишното потребление в страната.

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

2.4 Република Северна Македония



Газопреносна инфраструктура в Р. Северна Македония. Източник: ENTSOГ

Потреблението в страната на природен газ е все още ниско. За 2020 г. възлиза на 0,33 млрд. м³ с тенденция за постепенно увеличаване.

Газопреносната инфраструктура с високо налягане захранва основно района на гр. Скопие. Пазарът на природен газ е в процес на развитие. Към настоящия момент природният 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 (СНР). 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.

Към момента Р Северна Македония има една точка на междусистемно свързване - (IP) Кюстендил/Жидилово с капацитет 27 384 MWh/d около 0.8 млрд. м³ годишно, която свързва газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система на „ГА-МА“ АД. Използва се като входна точка и през нея се осъществява пренос на природен газ в посока от България към Р Северна Македония.

Акционерното дружество за извършване на енергийни дейности Национални енергийни ресурси Скопие, държавна собственост „НЕР АД СКОПИЕ“ и гръцкия газов оператор DESFA S.A., сключиха през м. септември 2021 г. споразумение за сътрудничество

относно развитието и изграждането на интерконектор Гърция-Северна Македония за пренос на природен газ.

Проектът Междусистемна газова връзка Гърция-Северна Македония предвижда изграждане на газопровод с обща дължина от 123 км., от които 68 км. са на територията на Р Северна Македония. Интерконекторът ще започва от гр. Неа Месемврия (Гърция) до гр. Неготино (Македония). Първоначалният преносен капацитет на газопровода се планира да бъде до 1.5 млрд. м³/г.

„Булгартрансгаз“ ЕАД и „НЕР АД СКОПИЕ“ имат подписано споразумение за разработване на проект за интерконектор между двете страни с трасе Петрич-Струмица. Чрез реализацията на проекта ще бъде осигурен достъп до допълнителни количества внос на природен газ от България и ПГХ Чирен.

След реализацията на проекта за терминал за втечен газ в Александрополис, чрез съществуващата българска газопреносна система и планираните за изграждане нови интерконектори, Р Северна Македония ще има достъп и до втечен природен газ.

2.5 Сърбия



Газопреносна инфраструктура в Сърбия. Източник: ENTSOG

През 2020 г. потреблението на природен газ в Сърбия се запазва приблизително 2,5 млрд. м³. Местният добив задоволява едва 10,7% от търсенето, докато останалите количества природен газ се осигуряват предимно чрез внос от Руската федерация въз

основа на дългосрочни договори. Производството на природен газ в Сърбия се осъществява в района на Войводина и единственият производител на природен газ е Компанията за проучване, производство, преработка и търговия с нефт и нефтени деривати и проучване и производство на природен газ Naftna Industrija Srbije.

Сърбия активно работи за осигуряването на алтернативни източници за доставка на природен газ. До края на 2020 г. доставките на природен газ за Сърбия се осъществяваха от Руската Федерация, през Украйна чрез интерконектора с Унгария, а от 1 януари 2021 г. по новия маршрут 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“, включен в Петия списък. Газопроводът ще има капацитет от 1,8 млрд. м³/г с възможност за реверсивен пренос. Предвижда се интерконекторът да бъде въведен в експлоатация до 2023 г. Чрез него ще има възможност за внос на газ от Азербайджан, от терминали за втечен газ в Гърция. Средствата за реализация на проекта на сръбска територия са осигурени 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).

През м. януари 2019 г. между „Газпром“ и JP „Srbijagas“ беше подписан Меморандум за разбирателство относно развитието на проекта за разширение на съществуващото подземно газохранилище „Банатски Двор“. Плановете включват поетапно увеличаване на капацитета за съхранение до 750 млн. м³.

2.6 Текущо състояние, пазарен потенциал и перспективи за развитие

В последните години България направи значителни инвестиции в рехабилитацията, модернизацията и повишаването на капацитет на съществуващата газова инфраструктура. Страната активно работи за повишаване на енергийната сигурност чрез ускоряване на процеса на диверсификация на източниците и трасетата за доставка на природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с необходимата инфраструктура, способна да задоволи търсенето в страната по различни, независими един от друг маршрути. Дружеството успешно си сътрудничи с газопреносните оператори от страните в региона. Доказателство за това е реализацията на съвместни проекти, които способстват за диверсификация на източниците на природен газ и повишаване на енергийната сигурност. Реализират се значителни доставки от различни източници, като Азербайджан, САЩ, в т.ч. доставки на втечен природен газ от терминала в Ревитуса, Гърция. LNG терминалите допълнително допринасят за повишаването на конкуренцията в полза на крайните потребители чрез осигуряване на избор от ценови условия.

Развитието на междусистемната свързаност между България и страните от региона е от съществено значение за постигането на пазарна интеграция. Налице са обективни очаквания за ръст на потреблението на природен газ. Проектите на „Булгартрансгаз“

ЕАД за увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“, повишаване на техническия капацитет в точките на междусистемно свързване и развитието на българската газопреносна инфраструктура ще допринесат за постигането на по-висока степен на пазарна интеграция и гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, осигуряване на достъп до различни източници на природен газ, в т.ч. и терминали за втечен природен газ.

Проектът за изграждане на терминала за втечен газ „Александрополис“, 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 Александрополис 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 втечен природен газ.

С оглед очакваните промени, произтичащи от „Зелената сделка“ и постигането на индикативните цели до 2030 г. и 2050 г. са в ход дейности свързани с тенденциите на ЕС за енергиен преход чрез улесняване на навлизането на възобновяеми и нисковъглеродни газове, включително водород.

Част от държавите вече са разработили стратегии и пътни карти за внедряването на водорода в съществуващата инфраструктура.

По данни на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ (ENTSOG) за включване в Десетгодишния план за развитие на мрежите за 2022 г. на ENTSOG са подадени около 90 проекта в областта на водорода и други 90 проекта за промяна на предназначението на преносната инфраструктура и горивната база.

Като отговорна компания „Булгартрансгаз“ ЕАД приветства плановете на Европейския съюз за декарбонизация на енергийния и промишления сектор и се стреми да бъде адекватна на приетите общоевропейски приоритети в областите климат и енергетика. В тази връзка българският преносен оператор, от 2021 г., участва в инициативите „European Clean Hydrogen Alliance“ и „European Hydrogen Backbone“, имащи за цел широко внедряване на водородни технологии и създаване на модел на общоевропейска инфраструктура за пренос на водород.

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 в източномаришкия въглищен регион;
- ретрофитинг на съществуващата газопреносна инфраструктура за работа с до

- 10% водород;
- нова инфраструктура за водород между региона на София и българо-гръцката граница в района на Кулата.

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 също така 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.

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. Наблюдава се увеличаване на вноса на LNG за ЕС от Катар, САЩ и Нигерия и намаляване на доставките на LNG от Руската Федерация. Към момента търсенето на втечен природен газ е голямо на азиатските пазари, но перспективите са за значително увеличаване и на европейските пазари на природен газ. Съгласно доклад на ЕК през първите три тримесечия на 2021 г. страните от ЕС са внесли 58 млрд. м³ втечен природен газ като основните източници са САЩ (15,9 млрд. м³), Катар (12 млрд. м³) и Русия (11,3 млрд. м³).

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 на достъп на вътрешните пазари до глобалния пазар на втечен природен газ.

Съгласно плана REPowerEU високите нива на снабдяване на ЕС с LNG през м. януари 2022 г. са допринесли за сигурността на доставките на природен газ през зимния сезон. С диверсифициране на предлагането ЕС укрепва международните си партньорства. Техническите възможности на съюза позволяват внос на 50 млрд. м³/г. повече LNG от алтернативни източници като Катар, САЩ, Египет, Западна Африка. Чрез диверсификацията на източниците на газ като Азербайджан, Алжир, Нигерия може да се постигне намаляване на количествата на руски газ с 10 млрд. м³/г.

На 19.11.2021 г. Европейската Комисия публикува Петия списък с проекти от „общ интерес“. От 98 проекта за енергийна инфраструктура, 20 са за газова инфраструктура, 6 за CO₂ мрежи и 5 в областта на умните мрежи. 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“

3. 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.

Преносът на природен газ (включително количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“) през 2021 г. е 39 360 GWh и е приблизително същият като предходната 2020 година (39 914 GWh).

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 (39 360 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (35 430 GWh) се различават поради факта, че в дейността пренос влизат и:

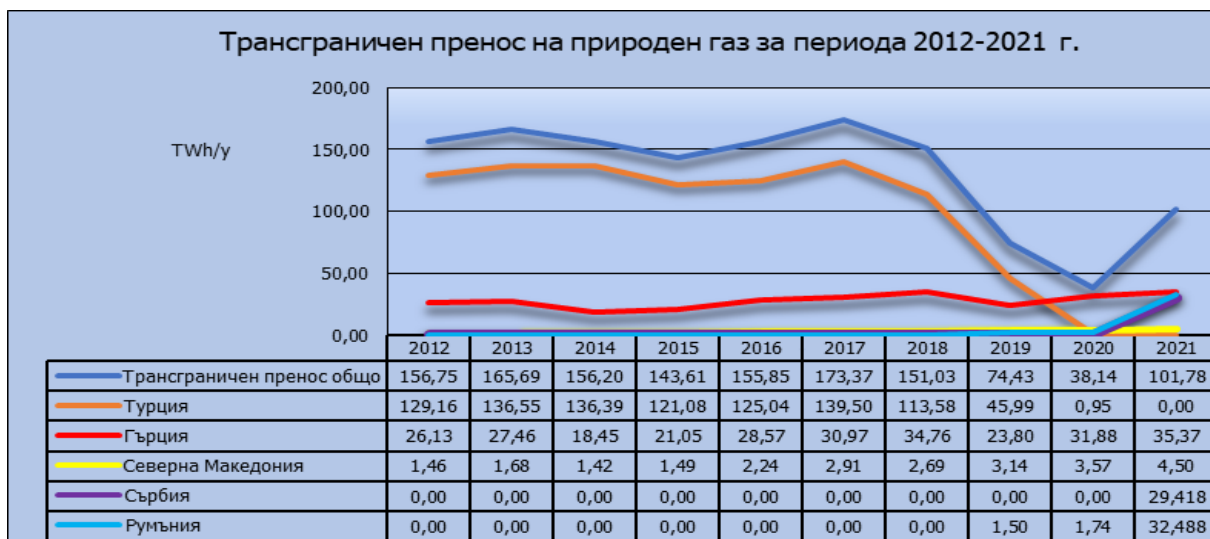
1. Количествата, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“;
2. Разликата между добити и нагнетени количества в ПГХ „Чирен“;
3. Технологичните загуби, технологични разлики от класа на точност на измервателните уреди и др.

4. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

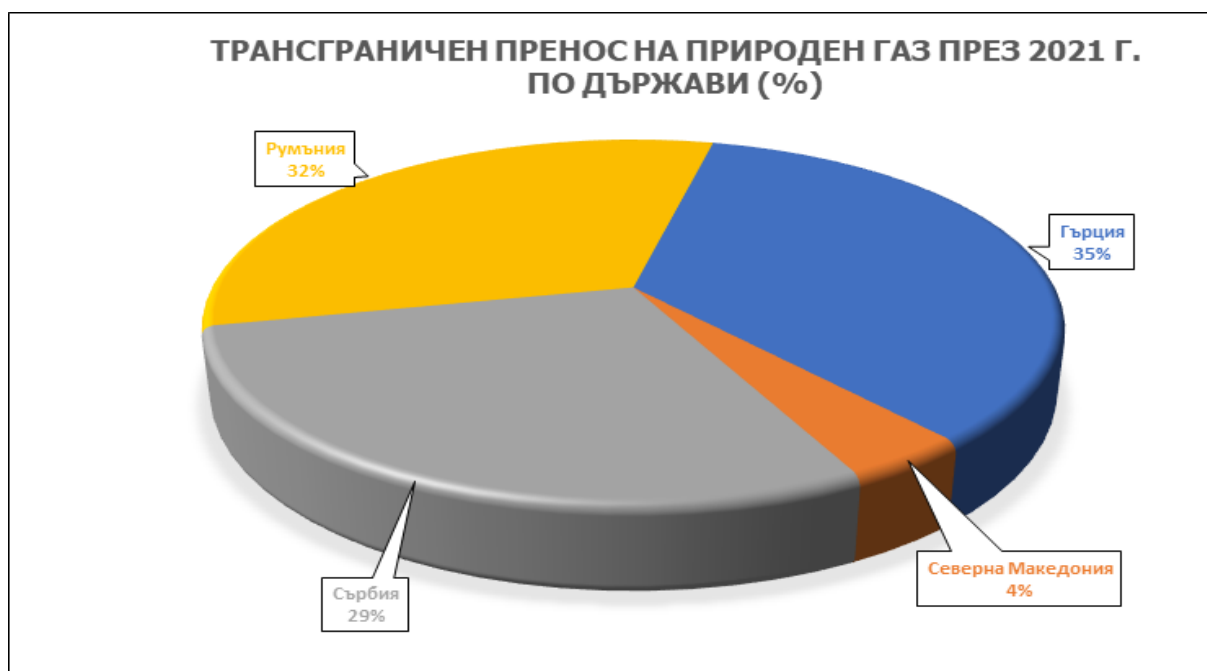
Физически трансгранично пренесените количества природен газ през 2021 г. са 101,78 TWh или над 2,5 пъти повече в сравнение с 2020 г. (38,14 TWh). Пренесените количества задоволяват 100% от потреблението в Р Северна Македония и значителна част от потреблението на Гърция и Сърбия.

Очаква се в следващите години, с реализацията на новите проекти към Сърбия и други приоритетни проекти в региона, да се увеличат пренесените количества природен газ и да превишат нивата от 2020/2021 г.

Трансграничният пренос през територията на България за периода 2012-2021 г. е представен по държави в следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2021 г. по държави е:



5. 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 9 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, наред с терминала за втечен природен газ в Александрополис, 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 стартира реализацията на проекта за разширение на капацитета на действащото газохранилище в Чирен.

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. Предвидено е 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 2020 г. са нагнетени 3 822 GWh природен газ и са добити 4 369 GWh, а през 2021 г. са нагнетени 3 930 GWh природен газ и са добити 4 961 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 2020 г. и 2021 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2020 г.		2021 г.		2020 г.		2021 г.	
	GWh	хил. м ³	GWh	хил. м ³	GWh	хил. м ³	GWh	хил. м ³
Януари	1 196,952	112 931	1 234,603	116 936	-	-	0	0
Февруари	874,263	82 485	1 008,092	95 499	-	-	0	0
Март	420,672	39 690	885,848	83 919	-	-	0	0
Април	13,527	1 284	115,90437	11 026	-	-	0,000	0
Май	-	-	0	0	903,475	85 395	663,679	63 057
Юни	-	-	139,8324	13 311	825,389	78 199	644,012	61 305
Юли	-	-	0	0	734,725	69 524	755,545	71 684
Август	-	-	0	0	688,861	65 171	821,713	77 740
Септември	-	-	0	0	663,287	63 110	743,672	70 390
Октомври	162,728	15 424	32,565	3 093	6,352	602	301,278	28 611
Ноември	574,230	54 405	550,139	52 136	-	-	0	0
Декември	1 126,692	106 735	994,227	94 369	-	-	0	0
Общо:	4 369	412 954	4 961	470 289	3 822	362 001	3 930	372 788

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



Измервателни линии в ГИС

1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Сценарият за търсенето на природен газ е разработен с отчитане на връзката между историческото потребление 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 и сравнителен анализ на пазара на природен газ в Европейския съюз, са следните:

- Устойчив икономически растеж;
- Възстановяване на икономиките след пандемията от COVID-19;
- Увеличаване на дела на природния газ в първичното и крайното енергийно потребление в държавите от региона във връзка с повишаване на степента на газификация намаляване на използването на въглища;

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

- Повишаване на доставките на природен газ от алтернативни източници за България и страните в региона;

Прогнозата за потреблението на природен газ в България и очакваните пикови дневни нива на търсене през зимните месеци, е представена на графиките:

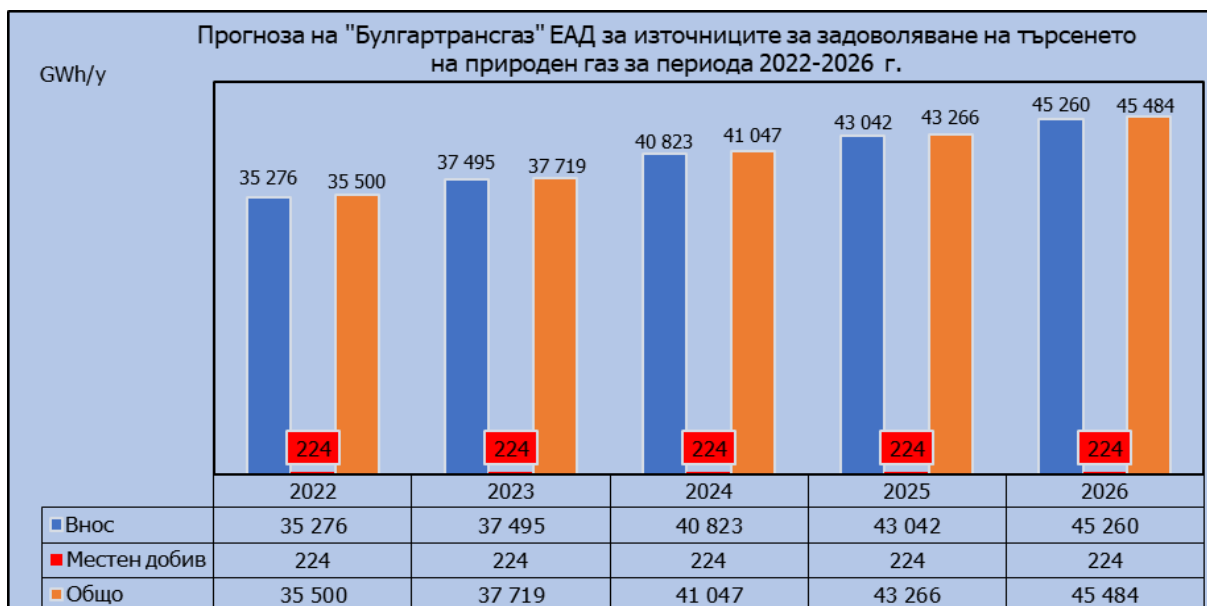


2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2021 г. търсенето на природен газ е задоволявано, както следва:

- Внос – 34 354 GWh (99,4 %);
- Местен добив – 224 GWh (0,6%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ в страната за периода 2022-2026 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

От 2019 г. благодарение на увеличения капацитет за пренос от Гърция и Румъния към България се осъществяват доставки от алтернативни източници. Миксът на природния газ от внос се допълва с такъв от нови източници, постъпващ по нови маршрути и доставчици, в резултат от реализацията на новите газови проекти и разработваните находища.

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

- Повишаващи се количества природен газ от източници на Южния газов коридор - Каспийския регион, Близкия Изток и Източното Средиземноморие, чрез реализацията на проектите за интерконекторни връзки, TAP и TANAP;
- Повишаващи се количества ВПГ от разнообразни източници, посредством терминалите 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;
- Руски природен газ, доставен чрез съществуващите трасета;
- Местен добив в България;
- Местен добив в Румъния;
- Природен газ добиван от Черно море.

2.2. Местен добив

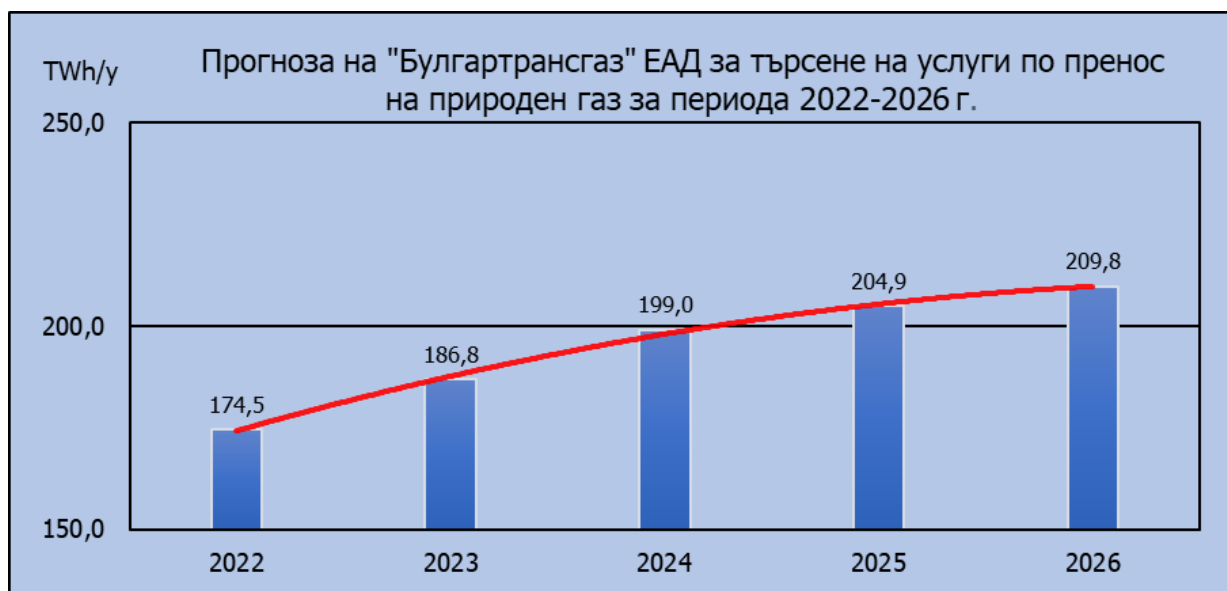
През 2022 г. местният добив се очаква да се задържи на незначително ниво.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД 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 капацитета на ПГХ „Чирен“.
- ускорената диверсификация на източниците на природен газ в региона на Югоизточна Европа;
- въвеждането в експлоатация на планираните нови междусистемни връзки;
- модернизацията, рехабилитацията и реконструкцията на съществуващата инфраструктура;
- 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 2022-2026 г., 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:

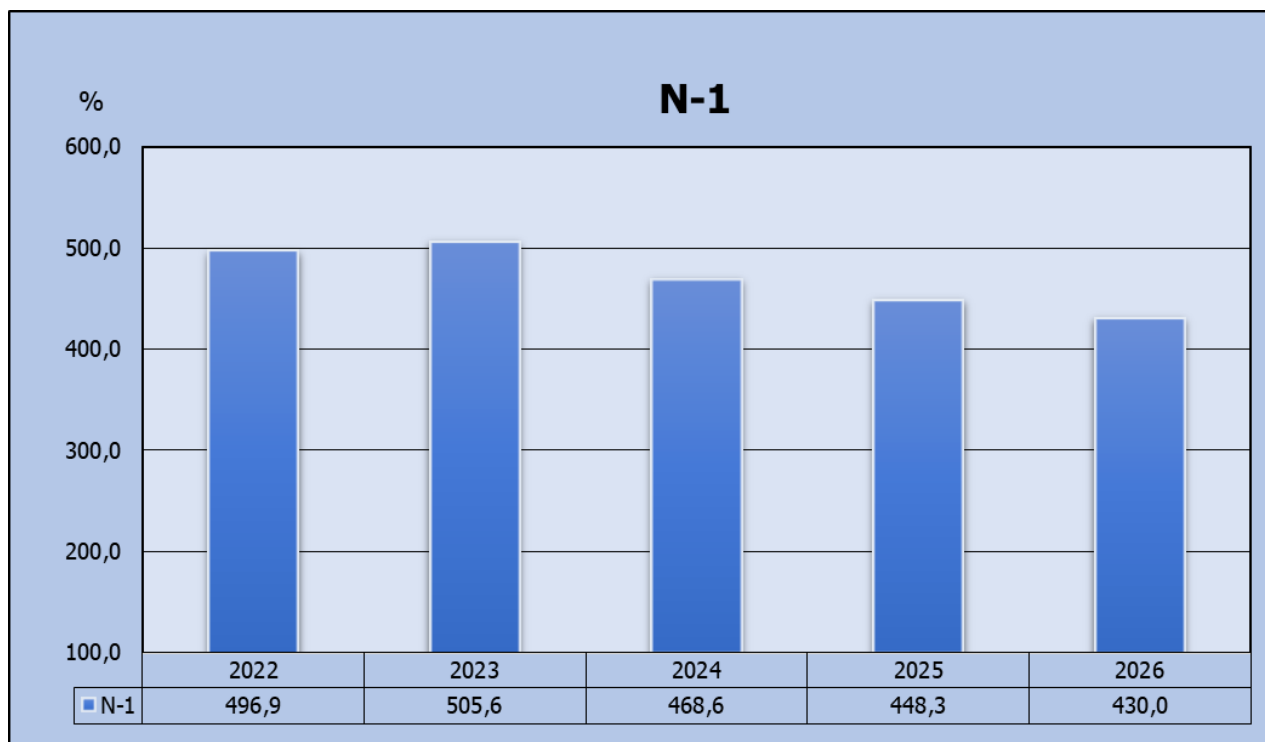
$$N - 1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^7 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}}$$

Където:

EP1	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м ³ /д
EP2	Технически капацитет на Негру вода 1/Кардам, млн. м ³ /д
EP3	Технически капацитет на интерконектор България-Сърбия, млн. м ³ /д
EP4	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро, млн. м ³ /д
EP5	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево (IBR), млн. м ³ /д
EP6	Технически капацитет на интерконектор Гърция-България (IGB), млн. м ³ /д
EP7	Технически капацитет на IP Киреево/Зайчар, млн. м ³ /д
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	Dmax	EP1=I _{max}	N-1
mcm/d											%
2022	0,06	4,70	2,28	0,00	6,12	4,30	9,04	31,78	15,35	54,22	496,9
2023	0,06	5,40	2,28	5,49	6,12	4,30	9,04	31,78	16,31	54,22	505,6
2024	0,06	6,10	2,28	5,49	6,12	4,30	9,04	31,78	17,75	54,22	468,6
2025	0,06	6,80	2,28	5,49	6,12	4,30	9,04	31,78	18,71	54,22	448,3
2026	0,06	7,50	2,28	5,49	6,12	4,30	9,04	31,78	19,67	54,22	430,0



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 2022-2031 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 2022-2031 г.

Предвидените за периода 2022-2031 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 (2022–2031 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 2022–2024 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 2022–2031 г. – Таблица 2;
- Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2022–2031 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 2022 – 2024 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 2022–2024 г., в окрупнен вид, са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2022 г. или се планира да завърши след 2024 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 2022 – 2024 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2022-2024 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2024	795
КС „Вълчи дол“ – ремонт КРУ 6 kV	2022	1 160
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Самоков“ – ново външно ел. захранване, ГРС „Страшимирово“ – външно ел. захранване, ГРС „Плевен“ - собствен водоизточник за противопожарни нужди	2023-2024	113
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2023-2024	625
3. ПГХ Чирен		

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2022 – 2024 г. по окупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
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; изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри на 4 бр. ГМК“; внедряване на система за регулиране на производителността на 2 бр. ГМК; ремонт на котелно помещение с подмяна на котел; ремонт на подгриване на газосепаратор ГС-11-64-1600; реконструкция захранване с газ на аварийен газов агрегат; реконструкция на трифазен сепаратор като дегазатор	2022-2023	3 495
4. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006 г.		
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“; Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци; Подмяна участък ЛК Калугерово - ЛК Врачеш;	2022-2023	76 079
5. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.		
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на газопровод за Гърция, ремонт на ОС „Стряма“; Обвръзка за работа в реверсивен режим на ТГ1 при КС „Лозенец“ и реконструкция на ОС „Лозенец 1“; HDD сондаж на газопровод за Гърция при преминаването му през р. Струма при ПК 1203-1205 (с. Тополница) и при ПК+812 (с. Сливница); Укрепване на речния бряг на река Струма при ПК 840+300 (с. Крушица)	2022-2024	5 462
Ремонт на газопровод Ду 1000 за Република Турция в участъци между КС „Странджа“ и българо - турската граница; Ремонт на газопровод Ду1000 за Р. Гърция и Р. Северна Македония в участък между ЛК „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“;	2022-2023	35 491
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ		

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2022 – 2024 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Газопреносна инфраструктура		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Севлиево, Разград, Пловдив	2022 – 2023	2 846
Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)	2022	100
Газопровод от ПГХ „Чирен“ до КВ „Чирен-Бутан“ на съществуващата газопреносна мрежа	2021-2024	1 060
АГРС Дерманци – за газопроводно отклонение Луковит, в КВ Дерманци	2023-2024	550
2. Съхранение на природен газ		
Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ в следствие на дениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“; Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ – надземна част	2022 – 2024	3 808
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Ново външно ел. захранване и трафопост на Административна сграда на ЦУ; Складова база "Яна" - покрит склад за тръби и оборудване	2023-2024	820
Терминал за втечен природен газ до гр. Александруполис	2022-2023	30 667
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	2022	21 342
Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Банско и Разлог	2023-2024	26 008
2. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изграждане на нови ГИС и АГРС –изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2022-2024	300

2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2022 – 2031 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО ЗНАЧЕНИЕ

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 2022 – 2031 г. по окупнени 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)	2022-2023	143 197 ²
2. Съхранение на природен газ		
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ ³	2022 - 2024	596 914

Посочените средства за проект Междусистемна газова връзка България – Сърбия представят финансирането, което е предвидено да бъде осигурено от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Средствата по позиция 2 представят прогнозната стойност на разходите за проектиране, изграждане, строителен надзор и буферен газ. Общата прогнозна стойност на проекта Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ е около 308 млн. евро, като близо 78 млн. евро са одобрени и предстои да бъдат отпуснати по Механизма за свързване на Европа.

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2022 – 2031 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.

²Размерът 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.

³Проект от „общ интерес“ по смисъла на Регламент (ЕС) 347/2013, включен под номер 6.20.2 в Пети списък с проекти от „общ интерес“.

Таблица 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2022 – 2031 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.		
1.1. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“	2022-2023	1 550
1.2. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Ихтиман“	2022-2022	1 700
2. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006 г.		
2.1. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2022-2023	2 010
2.2. Проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на инфраструктура, подходяща за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива, за захранване на потребители в източномаришкия въглищен басейн	2022-2025	32 639

Посочените средства по позиции 1.1., 1.2. 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.

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2022 – 2031 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2022-2031 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. Тригодишна инвестиционна програма (2022-2024), включваща инвестиционни дейности, за които е взето окончателно инвестиционно решение

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2022 г.	Общо 2023 г.	Общо 2024 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	229,258	114,240	40,231
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	<i>156,171</i>	<i>51,705</i>	<i>29,013</i>
<i>Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006г.</i>	<i>1,419</i>	<i>2,235</i>	<i>405</i>
Линейна част	306	2,200	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	35	405
Комуникационни и информационни системи	1,113	0	0
<i>Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006г.</i>	<i>142,144</i>	<i>27,743</i>	<i>27,568</i>
Линейна част	141,604	27,446	26,401
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	50	170
Комуникационни и информационни системи	420	113	878
АГРС и ГИС	120	134	119
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>3,408</i>	<i>200</i>	<i>200</i>
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	0	200	200
Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“	3,408	0	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>9,200</i>	<i>21,527</i>	<i>840</i>
Линейна част	9,200	21,467	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	60	840
<i>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</i>	<i>67,422</i>	<i>57,365</i>	<i>5,218</i>
<i>Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006г.</i>	<i>25,116</i>	<i>16,855</i>	<i>1,566</i>
Линейна част	25,116	16,505	66
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	350	1,500
<i>Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006г.</i>	<i>38,324</i>	<i>39,829</i>	<i>1,418</i>
Линейна част	37,114	39,460	100
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1,160	54	795
АГРС и ГИС	50	315	523
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>3,419</i>	<i>76</i>	<i>0</i>
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	3,419	76	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>563</i>	<i>605</i>	<i>2,234</i>
Линейна част	435	555	1,500
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	128	50	734
<i>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</i>	<i>5,665</i>	<i>5,170</i>	<i>6,000</i>

4.2. Инвестиционна програма за периода 2025-2031 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо
	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	23 564	25 740	26 127	27 558	28 036	29 563	30 141
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	11 441	15 420	16 191	17 001	17 851	18 743	19 680
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	4 623	2 320	2 436	2 558	2 686	2 820	2 961
РАЗДЕЛ I.3 - Доставка на машини и оборудване	7 500	8 000	7 500	8 000	7 500	8 000	7 500

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски 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 и климатична неутралност.

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“:

- Междусистемните газови връзки с Гърция и Сърбия;
- Разширението на ПГХ „Чирен“;
- Терминалът за втечен природен газ край Александрополис.

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.

Газов хъб „Балкан“ е включен в Петия списък с проекти от „общ интерес“ на ЕК, 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. През 2021 г. са имплементирани допълнителни технически функционалности, отговарящи на изискванията на Регламент 1227/2011 REMIT. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД се присъедини към инициативата SEEGAS с цел сътрудничество със значими борси в региона, допринасяйки за подобряване на търговската среда. През изминалата година е регистриран значителен ръст както на броя клиенти, така и на изтъргуванете обеми чрез търговската платформа, предоставена от дружеството.

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 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. Природният газ ще има ключова роля за постигането на тези цели в държавите в Източна Европа.

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


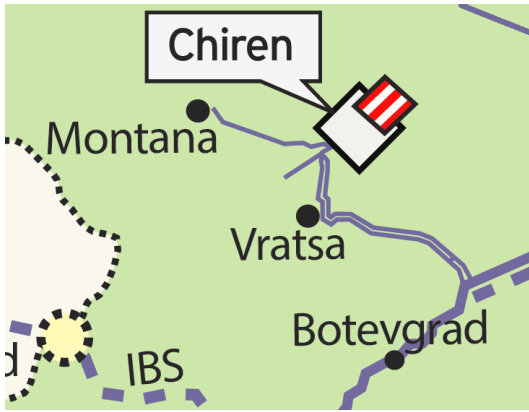
Участието на "Булгартрансгаз" ЕАД в „Независимата система за природен газ „Александрополис“ е със стратегическо значение, защото ще осигури допълнителни количества природен газ за газовите пазари в региона, предлагайки нови източници и маршрути за доставка. По този начин реализацията на проекта ще засили 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 както за потребители в България, така и за Р Северна Македония,



Сърбия, 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. Разширението на капацитета за съхранение на хранилището е в пълно съответствие с политиките на ЕС за запасите на природен газ, залегнали в обявения от ЕК на 08.03.2022 г. план REPowerEU: Съвместни европейски действия за по-сигурна и устойчива енергия на достъпни цени

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 с всички проекти на Дружеството, включително и LNG терминала край Александрополис.

Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“, ПОИ 6.20.2	
 Съфинансирано от 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 Определен за национален обект с Решение № 709 на Министерски съвет, на основание § 1 от допълнителните разпоредби на Закона за държавната собственост.	
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: <ul style="list-style-type: none"> - Надземна част: Компресорно оборудване с прилежащи съоръжения, ГИС, възли за сепарация, подгрвяване и осушаване и др. - Сондажен фонд: 10 бр. експлоатационни и 3 бр. наблюдателни сондажи, шлейфи, съпътстващи дейности и др. - Газопровод от ПГХ "Чирен" до съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД с дължина 45 км и DN700. 	
Очаквана стойност на инвестицията: ~ 308 млн. € без ДДС	Финансиране: <ol style="list-style-type: none"> 1. Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД; 2. Съфинансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF) в размер на близо 78 млн. евро за надземна част и сондажен фонд.
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2024 г.
Фаза на проекта:	Проектиране и издаване на разрешителни
Текущ статус на изпълнение на проекта: <ul style="list-style-type: none"> - м.01/2022 г. – отпуснато е безвъзмездно финансиране от МСЕ в размер на близо 78 млн. евро; Надземни съоръжения: Изработен инвестиционен проект - фаза работен проект. Провеждане на процедури по ОВОС и издаване на комплексно разрешително, обявена обществена поръчка за доставки и строителство. Сондажен фонд: Обявена обществена поръчка за проектиране и строителство Газопровод: Обявена на обществена поръчка за проектиране. <i>*Подробна информация по отделните части на инфраструктурата е представена в т. 5.5.1.</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	

Независима система за природен газ Александруполис	
Идентификация на проекта в списъци: Приоритетен проект на инициативата CESEC	
Вид на проекта: Плаващ терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ	
<p>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.</p> <p>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: 5,5 млрд. м³ /г. Проектен капацитет за съхранение: 170 хил. м³ втечен природен газ</p>	
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	01.01.2024 г.
Фаза на проекта:	Проектиране и издаване на разрешителни
<p>Текущ статус на изпълнение на проекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> - м. 1/2022 г.- взето е окончателно инвестиционно решение от всички акционери за изграждане на проекта; - м.10/2021 г.- Проектната компания Газтрейд публикува продукти за дългосрочен капацитет, предлагани от очакваната дата на търговска експлоатация (01.01.2024 г.) - 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". <p>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;</p>	
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/	
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 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: КС "Петрич" – въведена в експлоатация през м.02/2021 г. КС "Ихтиман" – въведена в експлоатация през м.11/2021 г. КС "Лозенец" - въведена в експлоатация през м.11/2021 г.	
Текущ статус на изпълнение на рехабилитацията на участъци с обща дължина от 81 км: Участък от 58 км. е въведен в експлоатация през м. 01/2022 г. Участък от 23 км. – продължават строителните дейности <i>*Подробна информация по отделните части на инфраструктурата е представена в т. 5.4.1.</i>	
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/rehabilitaciya	

Междусистемна газова връзка България-Сърбия на българска територия, ПОИ 6.8.3

 EUROPEAN UNION
EUROPEAN REGIONAL
DEVELOPMENT FUND

 OPERATIONAL PROGRAM
INNOVATIONS AND
COMPETITIVENESS

**Съфинансирано от
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:

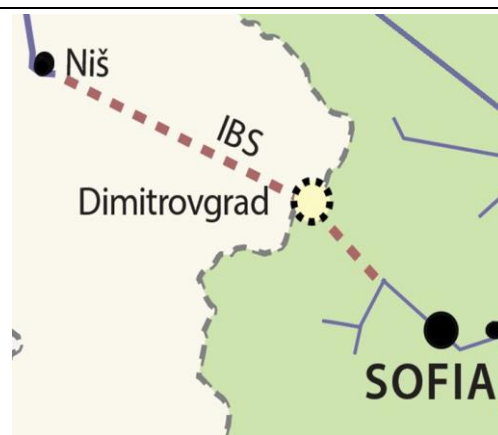
Дължина (km): Общо 170 km, от които 62 km на българска територия, Диаметър на газопровода: DN700

 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, 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:

2023 г.

Фаза на проекта:

Проектиране и издаване на разрешителни

Текущ статус на изпълнение на проекта:

- Провеждане на процедури по околна среда издадени са следните актове: Решение №ЕО-8/2015 за преценяване на необходимостта от екологична оценка (решение да не се извършва ЕО за цялото трасе); Решение №ЕО-2/2021 за преценяване на необходимостта от ЕО (решение: да не се извършва ЕО за изменението на трасето); Решение №2-ПР/2021 за преценяване на необходимостта от ОВОС (решение: да не се извършва ОВОС);

- Провеждане на проучвания на археологически обекти по трасето;

- Изработен е инвестиционен проект във фаза технически проект за всеки един етап, в процес на; съгласуване с компетентните контролни органи и експлоатационни дружества. За етап АГРС Драгоман е издадено разрешение за строеж;

- Провеждане на обществена поръчка за избор на изпълнител на дейностите по работно проектиране, доставката на материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обекта. Обществената поръчка е в процедура по обжалване, която все още не е приключила.

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, 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:	2022 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	

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

5.2.1. 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 с трасе Петрич - Струмица.

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“ (понастоящем „Национални Енергийни Ресурси“) за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р. България и Р. Северна Македония.

Страните обсъждат провеждане на пазарен тест за проекта с цел взимане на решение за реализация на интерконектора.

5.2.2. Възможности за нови газови хранилища в България

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

В съчетание с действащото подземно газово хранилище „Чирен“, което е в процес на разширение, второ хранилище в България би било от допълнителна полза за регионалния газов пазар. 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 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. Очакваното към момента съфинансиране от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 14,767 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани средства 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. За обекта има издадено решение по ОВОС № 4-4/2018 г. Одобрен и влязъл в сила е Подробен устройствен план – парцеларен план. Изготвен е инвестиционен проект – фаза Технически проект, който е съгласуван с контролните органи и заинтересовани страни. В процес на изпълнение са дейностите, свързани в придобиване на необходимите вещни права. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2025г.

○ 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. Очакваното към момента съфинансиране от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 12,888 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани средства за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др.

За обекта има издадено решение по ОВОС № 5-4/2018 г. Одобрен и влязъл в сила е Подробен устройствен план – парцеларен план. Изготвен е инвестиционен проект – фаза Технически проект, който е съгласуване с контролните органи и заинтересовани страни.

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.

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

Планираният срок за приключване на проекта е трето тримесечие на 2022 г.

- **Газопроводно отклонение до Свищов**

Газопроводът е с дължина 42 км., диаметър DN 200 и работно налягане PN 54 bar. Началото на газопровода е при КВ „Патреш“, разположен на Северния полупръстен на МГ, а краят е при АГРС, която е 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). Договорът е в процес на изпълнение, като се изпълнява само дейността по упражняване на авторски надзор по време на строителството. Техническият и работният проекти са изготвени от проектанта и одобрени от всички институции по българското законодателство и е получено 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.

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 средата на 2022 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 защитят 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.

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

С цел изпълнението на климатичните и енергийни цели на ЕС за неутрални по отношение на климата икономика и енергетика, са стартирани редица европейски инициативи за мащабно внедряване на водородни технологии, насърчавайки производство, пренос, разпределение и използване на нисковъглероден и зелен водород. Тези инициативи ще бъдат доразвити в рамките на плана REPowerEU, който ЕК е готова да разработи в сътрудничество с държавите членки до средата на 2022 г.

Отчитайки приоритетите на ЕС за климатична неутралност, „Булгартрансгаз“ ЕАД разглежда възможностите за развитие на инфраструктурата си в светлината на плановете за замяна на конвенционалните горива с водород. Разглеждат се както решения за подготовка на съществуващата газопреносна мрежа за съвместимост с включването на водород и други нисковъглеродни газове в мрежата, така и за изцяло нови трасета за пренос на зелен водород. Към момента дружеството работи по развитието на три проекта с водородна насоченост:

- Проект за инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива в източномаришкия регион;
- Проектна идея за инфраструктура за пренос на чист водород между региона на София българо-гръцката граница край Кулата (съвместна инициатива с DESFA S.A.), позволяваща бъдещо разширение към Румъния и източномаришкия регион;
- Проектна идея за ретрофитинг (подготовка) на съществуващата газопреносна инфраструктура за работа с до 10% водород.

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:

- 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.

В изпълнение са дейностите от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2. Приключил е етап 2 от модернизацията на 3 компресорни станции чрез интегриране на 4 броя ГТКА. Компресорните станции са въведени в експлоатация както следва: КС "Петрич" през м. 02/2021 г., КС "Ихтиман" през м.11/2021 г. и КС "Лозенец" през м.11/2021 г.

Продължава рехабилитацията (подмяната) на участъци от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км. През месец януари 2022 г. участък ОС "Беглеж" - КВ "Дерманци" - КВ "Батулци" - КВ "Калугерово"(58 км) е въведен в експлоатация. Продължават строителните дейности за участъка ОС „Вълчи дол“ до ЛКВ „Преселка“ (23 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 до средата на 2022 г.

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

За окончателното завършване на всички фази на ПОИ 6.8.2, предстои да бъдат взети решения относно реализацията на дейностите от Фаза 3. Фаза 3 включва инфраструктура под условие, свързана с бъдещи решения относно проекта "Междусистемна газова връзка България-Сърбия на българска територия (IBS)" и се отнася 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.

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 експлоатацията 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-З/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. Упражняването на авторски надзор по време на строителството е приключено през 2021 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 и е издадено разрешение за ползване № СТ-05-693/14.09.2021 г. Изпълнението на етапи 1 и 4 е приключило и е издадено разрешение за ползване № СТ-05-21/14.01.2022 г.

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 съществените 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“. Дейностите по трите договора са изпълнени.

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, 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. Подмяната на преносния газопровод е стартирала през март 2021 г. и се изпълнява към момента.

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. Изграждането на оптичната кабелна линия ще се изпълни след изграждане на газопровода, на мястото на демонтирания. Сключени са два броя договори за консултант по чл.166 от ЗУТ - за преносния газопровод и за оптиката. Договорът за консултант при подмяната на газопровода се изпълнява в съответствие с изпълнението на СМР. От дейностите по договора за консултант за оптичната кабелна линия е изпълнена дейността по изготвяне на комплексен доклад за оценка на съответствието на инвестиционния проект, а упражняването на строителния надзор ще се изпълнява при строителството на оптичната кабелна линия.

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 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. Издадено е разрешение за строеж, открита е строителна площадка и съответно са стартирали строително-монтажни работи (СМР). Всички СМР по изграждане на пускова камера в с. Лозарево, община Сунгурларе са извършени. За завършване на строителните дейности по изпълнение на приемната камера в гр. Камено, община Камено остават да се реализира мълниезащитата на съоръжението и съответно да се положи трошено-каменната настилка на неговата площадка. На обекта са проведени изпитания на якост и плътност и съответно са изпълнени дейностите по врязване на пускова и приемна камери към ГО „Бургас“. Очаквана дата за завършване на обекта е м.март 2022 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. Поради необходимостта са изпълнени преработките на работните проекти по чл. 154 от ЗУТ за двете камери и същите са депозирани в община Стара Загора и в община Димитровград на 15.09.2021 г. и съответно са издадени от Главния архитект на общ. Стара Загора - Заповед № 19-24-90/26.10.2021 г. за допълване на Разрешение за строеж № 19-512/12.10.2020 г., влязла в сила 16.11.2021 г., и от Главния архитект на общ. Димитровград - Заповед № 109/12.10.2021 г. за допълване на Разрешение за строеж № 95/04.09.2020 г., влязла в сила 27.10.2021 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 предвидена да се извърши с цел повишаване надеждността на преноса на газ по газопреносната 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 и демонтажните и строително-монтажни работи са в процес на изпълнение.

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

За всички типове газотурбинни двигатели (ГТД) е въведено понятието **междуремонтен 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 междуремонтния 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.

5.4.5. 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 за дейността „Авторски надзор“, която се извършва по време на изграждането на обекта.

За възлагане на консултантска дейност по чл. 16б, ал. 1 от ЗУТ за обекта също е проведена обществена поръчка и е сключен договор.

Всички договори - за изпълнение на строежа, авторски надзор и извършване на консултантска дейност - се изпълняват.

5.4.6. Ремонт на очистно съоръжение "Стряма"

Очистно съоръжение „Стряма“ е технологично съоръжение към 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. Разширение на капацитета на „ПГХ Чирен“

Проектът за разширение на ПГХ Чирен предвижда:

- 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 8-10 млн. м³/ден (сега максимум 3,8 млн. м³/ден, 4,7 млн. м³/ден при форсиран режим за кратък период).

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, както и нови шлейфи, свързващи експлоатационните сондажи с компресорната станция.
3. Проектиране и изграждане на Газопровод свързващ ПГХ „Чирен“ със съществуващата газопрепосна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Разширение на капацитета на „ПГХ Чирен“ – надземна част

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

Изработен е инвестиционен проект - фаза работен проект, който е съгласуван от Възложителя и е в процес на съгласуване от компетентните органи и експлоатационни дружества.

Съгласно одобреното проектно решение площадката на „ПГХ Чирен“ е предвидена да бъде ситуирана в землището на с. Чирен, община Враца, област Враца, върху земеделска територия и през октомври 2021 г. беше извършено теренно археологическо издирване.

През юни 2021 г. е обявена обществена поръчка за упражняване на консултантска дейност по чл. 166, ал.1 от ЗУТ.

През март 2022 г. е обявена обществена поръчка за доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект: „Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ – надземна част“.

Разширение на капацитета на „ПГХ Чирен“ – сондажен фонд

В рамките на дейностите ще бъде изграден сондажен фонд, включващ десет нови високодебитни експлоатационни и три наблюдателни сондажи, както и нови шлейфи, свързващи експлоатационните сондажи с надземната част.

Чрез изграждането на съоръженията ще се създаде техническа възможност за поетапно разширение на ПГХ Чирен, като ще се повиши експлоатационната му безопасност и ще се увеличат капацитетните му възможности.

През март 2022 г. беше обявена обществена поръчка за устройствено планиране, инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на строеж: „Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ – сондажен фонд.

Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ – Газопровод свързващ ПГХ „Чирен“ със съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД в района на с. Бутан

Изграждането на газопровода от съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД до подземното газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ е пряко свързано с възможностите за разширение на капацитета за съхранение на самото хранилище, като ще се повишат безопасността на експлоатация и сигурността на пренос на природен газ до и от ПГХ „Чирен“ и ще се създадат условия за изпълнение на ремонтни дейности по газопреносната мрежа без преустановяване на преноса от и към газохранилището.

Ще се увеличат капацитетните възможности на хранилището от търговска гледна точка, което ще допринесе за по-голяма сигурност и маневреност по отношение на търговия с природен газ и процесите на добив и нагнетяване и за интегриране на подземното хранилище в газопреносна система в Р България и в региона. Ще се осигури възможност за газификация на прилежащи райони, което ще позволи замяна на използваните към момента твърди горива и по този начин ще се намалят вредните емисии.

През март 2022 г. е обявена обществена поръчка за устройствено планиране и изработване на инвестиционен проект – фаза технически проект за обект: „Газопровод свързващ ПГХ „Чирен“ със съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД в района на с. Бутан“, с цел получаване на разрешение за строеж.

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2022-2026 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 2022-2026 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 2022 -2026 г.

Към 1 януари, MWh/d	2022	2023	2024	2025	2026
Газопреносна мрежа (ГПМ)					
Входен капацитет	1 393 560	1 458 816	1 466 146	1 473 479	1 480 813
IP Странджа 2/ Малкочлар	572 044	572 044	572 044	572 044	572 044
IP Негру вода 1	215 015	215 015	215 015	215 015	215 015
Интерконектор Русе-Гюргево (IBR)	45 339	45 339	45 339	45 339	45 339
Интерконектор Гърция-България (IGB)**	95 344	95 344	95 344	95 344	95 344
Интерконектор България-Сърбия (IBS)*	0	57 918	57 918	57 918	57 918
ГИС Чирен	40 022	47 360	54 690	62 023	69 357
Местен добив	26 002	26 002	26 002	26 002	26 002
IP Кулата/Сидирокастро***	64 530	64 530	64 530	64 530	64 530
IP Киреево/Зайчар	335 264	335 264	335 264	335 264	335 264
Изходен капацитет	1 064 099	1 144 196	1 151 526	1 190 569	1 191 707
IP Негру вода 1/Кардам	155 727	155 727	155 727	155 727	155 727
Изходна зона България	279 675	292 410	292 410	324 120	317 924
Интерконектор Русе-Гюргево (IBR)	26 832	26 832	26 832	26 832	26 832
Интерконектор Гърция-България (IGB)**	21 174	21 174	21 174	21 174	21 174
Интерконектор България-Сърбия (IBS)**	0	57 918	57 918	57 918	57 918
IP Кулата/Сидирокастро	117 265	117 265	117 265	117 265	117 265
IP Кюстендил/Жидилово	27 384	27 384	27 384	27 384	27 384
IP Киреево/Зайчар	398 126	398 126	398 126	398 126	398 126
ГИС Чирен	37 916	47 360	54 690	62 023	69 357

* 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 Амбелия.

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 общоевропейски 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 2022–2031 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 2022-2031 г. се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки със съседни държави, както и да бъде въведен в експлоатация терминалът за втечен природен газ край Александрополис. С реализирането на плановете на Дружеството, газовата инфраструктура на България ще свързва общия 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 общоевропейска 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

- Проект на 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
- Национален енергиен баланс на Република България
- 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)
 - 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)
- 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)
- ENTSOG (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 2022 – 2026 г., одобрена с решение по Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 580/30.12.2021 г. и решение по Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 59/30.12.2021г.
- 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 ENTSOG (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
- NER JSC Skopje - Macedonian Energy Resources Skopje (www.mer.com.mk)
- Consilium Europa – (www.consilium.europa.eu)
- Platts (www.platts.com)