

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2025–2034г.

април 2025 г.



БУЛГАРТРАНСГАЗ

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	3
ВЪВЕДЕНИЕ	5
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	6
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И	
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	33
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ	33
2. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	34
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	35
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ	
ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	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 2025-2034 Г.	44
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА	
ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2025 – 2027 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО	
РЕШЕНИЕ	46
2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА	
ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2025 – 2034 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО	
ЗНАЧЕНИЕ.....	48
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА	
ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2025 – 2034 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО	
ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	49
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2025 – 2034 г.....	50
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ.....	51
РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА	
ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В	
ПЕРИОДА 2024-2028 Г.	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ	71
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

БЕХ – „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД

БВП – брутен вътрешен продукт

ВГК – Вертикален газов коридор

ВТТ – виртуална търговска точка

Газова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД – газопреносна мрежова инфраструктура и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано към нея

ГИС – газоизмервателна станция

ГО – газопроводно отклонение

ГРС – газорегулираща станция

ГХБ – „Газов хъб Балкан“ ЕАД

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

ЕС – Европейски съюз

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

КВ – кранов възел

КЕП – крайно енергийно потребление

КС – компресорна станция

МЕ – Министерство на енергетиката

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

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 МПа

ОВОС – Оценка на въздействието върху околната среда

ОС – очистно съоръжение

ПЕП – първично енергийно потребление

ПГХ – подземно газово хранилище

ПОИ/PCI – проект от „общ интерес“ (Project of Common Interest)

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

СМР – строително-монтажни работи

ТАП/ТАР – Трансадриатически газопровод

ТАНАП/TANAP – Трансанадолски газопровод

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

ECHA – European Clean Hydrogen Alliance, Европейски Алианс за чист водород

ENNOH – European Network of Network Operators for Hydrogen, Европейска мрежа на мрежовите оператори на водород

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

EHB – European Hydrogen Backbone, Европейски водороден гръбнак

GIE – Gas Infrastructure Europe, Газова инфраструктура на Европа

IP – Interconnection point, точка на междусистемно свързване

LNG – втечнен природен газ

MPa – мегапаскал (единица мярка за налягане)

SEEGAS – Инициатива за трансрегионално сътрудничество за развитието на интегриран пазар на природен газ в Югоизточна и Източна Европа

SEEHуC – South-East European Hydrogen Corridor (Югоизточен Европейски Водороден коридор)

TBA – To be announced, предстои да бъде обявено

W – ват (единица мярка за измерване на мощност)

ВЪВЕДЕНИЕ

Десетгодишният план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изготвен в изпълнение на чл. 81 г., ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ). Той обхваща периода 2025 – 2034 г. и очертава визията за развитие на Дружеството като независим преносен оператор и оператор на подземно газохранилище. Тя кореспондира с основните европейски, регионални и национални приоритети, а именно гарантиране на сигурността на доставките на природен газ, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка, изграждане на единен общеевропейски свободен и конкурентен газов пазар, подкрепа на декарбонизацията на икономиката, реализиране на политиките за климата и околната среда на Европа.

Приоритетните проекти и дейности на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2034 г. са насочени към развитие, модернизация и разширение на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ. Реализацията им ще затвърди стратегическото място на България в региона, ще допринесе за диверсификацията и сигурността на доставките, ще създаде условия за разширено въвеждане на газификацията, както и за декарбонизацията на енергетиката и икономиката.

В съзвучие с усилията за намаляване на въглеродните емисии, „Булгартрансгаз“ ЕАД планира проекти в областта на водорода, включващи изграждането на изцяло нова инфраструктура за пренос на чист водород и адаптиране на съществуващата за пренос на водородно-газови смеси.

Основната цел на Десетгодишния план е да осигури прозрачност и информираност за бъдещите перспективи за развитие и проекти на Дружеството. В него са анализирани тенденциите и факторите, които обосновават необходимостта от планираните инвестиции, както и очаквания времеви период за тяхната реализация. По този начин се подпомагат пазарните участници и се улеснява вземането на дългосрочни инвестиционни решения.

Реализацията на инвестиционната стратегия, представена в Плана, ще създаде благоприятни условия в подкрепа на диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ и на разширяване на използването му в страната и региона, носейки значителни икономически, социални и екологични ползи.

Стратегията ще стимулира развитието на конкурентен и ефективно функциониращ газов пазар, осигурявайки по-голямо предлагане и възможности за пазарните участници. Това от своя страна ще насърчи ценовата ефективност и ще допринесе за развитието на ликвиден и устойчив пазар на природен газ.

С оглед постигане на прозрачност и баланс между интересите на преносния оператор и пазарните субекти, Планът подлежи на публична консултация, което позволява синхронизиране на взаимовръзките между проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД и плановите за развитие на заинтересованите страни.

Националните десетгодишни планове за развитие на мрежата служат като основа за разработването на общностните планове за развитие на мрежата в ЕС, които се изготвят от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ (ENTSOG).

ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД



Компресорна станция „Нова Провадия“

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

С решение на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) „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 и съхранение 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.

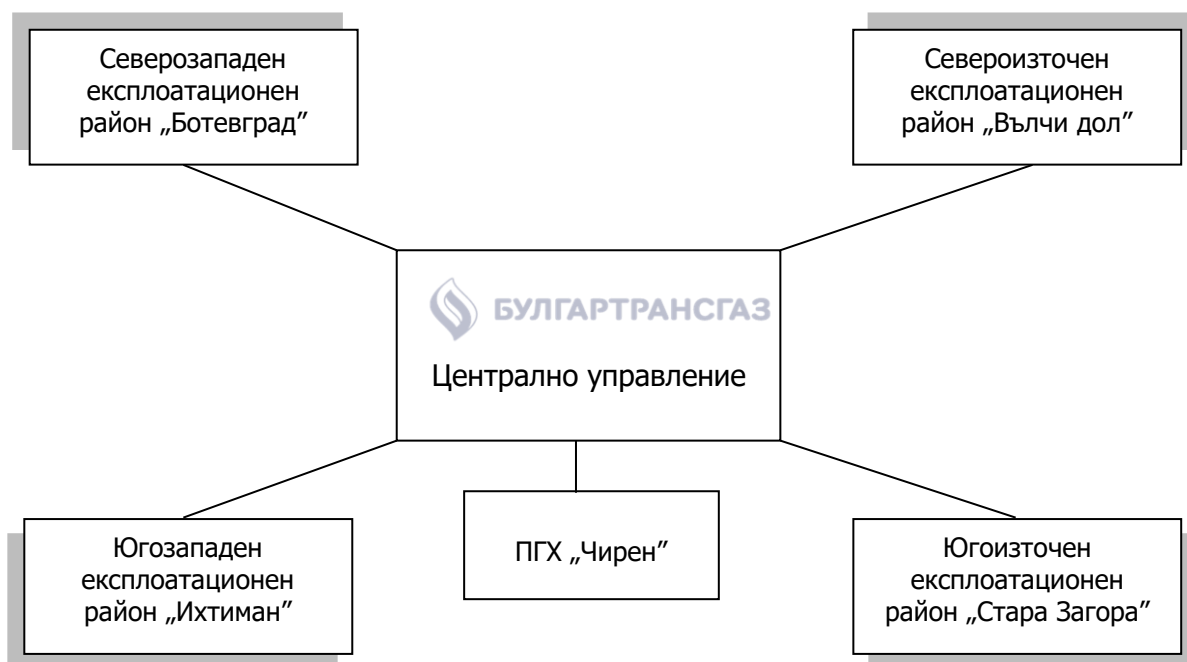
Дружеството притежава следните лицензии, издадени от КЕВР:

- 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, както и в съответните европейски регламенти с пряко приложение.

„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. В рамките на Дружеството се извършва и инженерингова, инвестиционна и сервизна дейност.

Организационната структура на Дружеството включва Централно управление и четири експлоатационни района - Северозападен експлоатационен район „Ботевград“, Североизточен експлоатационен район „Вълчи дол“, Югоизточен експлоатационен район „Стара Загора“, Югозападен експлоатационен район „Ихтиман“. Те 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 способства и стимулира развитието на пазара на природен газ в България и региона. 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 газопрепосна мрежа и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано с нея.

Газопрепосната мрежова инфраструктура осигурява пренос на природен газ за потребителите в страната, както и трансграничен пренос на природен газ чрез междусистемните връзки със съседните страни Турция, Гърция, Сърбия, Румъния и Северна Македония. Тя се състои от 3 484 км газопроводи и газопроводни отклонения, компресорните станции „Кардам“, „Вълчи дол“, „Полски Сеновец“, „Расово“, „Провадия“, „Нова Провадия“, „Лозенец“, „Странджа“, „Ихтиман“, „Петрич“, с приблизително обща инсталирана мощност 374 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения (ОС), комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения.

Подземното газохранилище „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с приблизителна обща инсталирана мощност в размер на 31 MW (включително новите компресори по проекта за разширение на газохранилището). Считано от 1 май 2025 г. капацитетът за съхранение на ПГХ „Чирен“ е 650 млн. м³ (7 004 400 MWh при 10.776 MWh/1000 м³). Техническият капацитет на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовете налягания и други фактори, варира през различните месеци в диапазона от 25 324 MWh/d до 46 876 MWh/d.

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

Точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 1/Кардам – връзка между газопрепосната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопрепосната 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 „Номагас“ АД (Р Северна 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), намираща се на българо-румънската граница в района на с. Мартен община Русе;

Точка на междусистемно свързване (IP) Стара Загора – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопровода (IGB), опериран от „Ай Си Джи Би“ АД (България), намираща се в района на с. Загоре, община Стара Загора;

Точка на междусистемно свързване (IP) Калотина/Димитровград – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от Сърбиягаз (Сърбия), намираща се на българо-сръбската граница в района на с. Калотина, община Драгоман;

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“.

ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА



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.

Съществуващата и планираната газова инфраструктура осигуряват 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 2024 г. е 27 851 GWh, като отбелязва увеличение от около 6% спрямо потреблението през 2023 г. (26 303 GWh).

По данни от общия енергиен баланс на Националния статистически институт за 2023 г., природният газ има дял от 12,6% в първичното енергийно потребление и 10,7% в крайното потребление на горива и енергия.

Делът на природния газ в енергийния баланс на страната остава по-нисък от средното ниво за страните от ЕС, но има потенциал за устойчив ръст, предвид значимата му роля като преходно гориво към нисковъглеродна икономика, както и на развиващата се газификация. През следващите години се очаква нарастването на потреблението да продължи.

1.1.2. Основни източници на природен газ

Делът на вноса на природен газ в България през 2024 г. е над 99%. Потреблението в страната се осигурява основно чрез внос на газ от Азербайджан и на втечен природен газ (LNG) чрез терминалите в региона. Местният добив в страната остава нисък. През 2024 г. около 0,13% от потреблението на природен газ е осигурено от местен добив от находище „Галата“.

„Булгартрансгаз“ ЕАД работи последователно за подобряването на междусистемната свързаност чрез повишаване на техническите капацитети за пренос в точките на междусистемно свързване и за осигуряване на възможности за доставки на газ от различни нови източници, включително LNG.

В изпълнение на европейските цели за преустановяване на доставките на изкопаеми горива от Руската Федерация, България и регионът все повече разчитат на Южния газов коридор и на терминалите за втечен природен газ в Югоизточна Европа за доставка на природен газ.

През последните години бяха извършени и значителни инвестиции в рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна мрежа, които подобриха нивото на междусистемна свързаност, ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система.

Осигурени са и значителни капацитети за пренос към и от системата на „Булгартрансгаз“ ЕАД по границите с всички съседни държави. Еднопосочен капацитет за пренос е налице само на границата с Р Северна Македония, за която точката на междусистемно свързване IP Кюстендил/Жидилово е единствената входна точка за доставки на природен газ.

Изпълнените проекти допринасят за диверсифициране на източниците на доставка, осигуряване на сигурен достъп до допълнителни количества газ от региона на Централна и Югоизточна Европа и постигане на ликвиден, интегриран и взаимосвързан пазар на природен газ на европейско ниво.

„Булгартрансгаз“ ЕАД управлява газопреносната си инфраструктура като единна система с една балансова зона, респективно една Виртуална търговска точка (ВТТ). Наличието на единна балансова зона и една ВТТ осигурява възможност на ползвателите на мрежата и търговците на газ да работят с единно балансово портфолио.

През 2023 г. и 2024 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	2023		2024	
		Количество, GWh	Относителен дял	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос по междусистемни входни точки	26 246	99,8%	27 816	99,87%
2	Природен газ от местен добив	57	0,2%	35	0,13
ОБЩО		26 303	100,0%	27 851	100,0%

Като трайна тенденция се очаква вносът от разнообразни източници на доставка на тръбопроводен газ и LNG за страната и региона да продължи да нараства.

Планът REPowerEU за намаляване на зависимостта на Европейския съюз от руските изкопаеми горива и ускоряване на прехода към чиста енергия, налага необходимостта от допълнително увеличаване на количествата тръбопроводен газ от каспийския регион и на LNG от алтернативни източници като САЩ, Катар, Египет, Норвегия, Алжир, Нигерия и други надеждни доставчици към европейските страни. Терминалите за втечнен природен газ ще продължат да играят ключова роля за диверсификация на източниците и повишаване на европейската енергийна сигурност.

1.1.3. Основни потребители и участници на пазара на природен газ

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;
- „Ай Си Джи Би“ АД – независим преносен оператор, лицензиран да осъществява дейността пренос на природен газ;
- „Булгаргаз“ ЕАД – обществен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставката на природен газ до крайни снабдител 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 снабдител, клиенти, други търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с комбинирания оператор;
- „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и „Българска енергийна търговска платформа“ АД – оператори на платформи за търговия, осигуряващи 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 потребители 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 снабдител, 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 и „Ситигаз България“ ЕАД.

В края на 2024 г. на територията на Република България 25 лицензирани газоразпределителни дружества осъществяват дейност на 36 лицензионни територии, които обхващат 174 общини (65% от всички общини в страната).

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е по-нисък в сравнение със средното ниво за държавите от ЕС, но има потенциал за увеличаване. На национално ниво се изпълняват програми за насърчаване на битовата газификация и продължава развитието на инфраструктурата за разпределение на природен газ.

Общият брой клиенти на газоразпределителните дружества към 31.12.2024 г. е 162 663, от които 8 573 небитови и 154 090 битови клиенти. Броят на клиентите е нараснал с 3% за една година – от 157 995 през 2023 г. на 162 663 през 2024 г. Битовите клиенти са се увеличили с 1,6%, а небитовите клиенти с 3%.

В различен стадий на реализация са дейности за повишаване на степента на либерализацията, ликвидността и диверсификацията на националния газов пазар.

Платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД (ГХБ) функционира от края на 2019 г. и към м. февруари 2025 г. като участници са регистрирани над 100 компании. В резултат от дейността на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, през последните пет години значително и устойчиво беше повишена ликвидността на газовия пазар в страната и бяха успешно въведени практиките на борсова търговия и нарастваща роля и дял на спот пазара (в рамките на деня и за ден напред).

Търгуваните количества природен газ на организирания пазар на ГХБ през 2024 г. са в размер на 42 721 331 MWh (намаление с 6,57% спрямо изтъргуваните през 2023 г. количества в размер на 45 723 956 MWh), от които 16 118 475 MWh на краткосрочния сегмент (увеличение с близо 26% спрямо изтъргуваните на спот сегмента през 2023 г. количества в размер на 12 795 366 MWh). Продуктите на краткосрочния сегмент са стандартизирани краткосрочни продукти (STSPs) по смисъла на Регламент 312/2014 за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи. Те са разработени в съответствие с изискванията на чл. 7 от Регламента и са предназначени да посрещат нуждите на преносните оператори за действия по балансиране, както и нуждите на търговците за балансиране на индивидуалното им портфолио. По отношение на количествата по дългосрочни продукти за 2024 г., те се равняват на 26 602 856 MWh (намаление с 19,21% спрямо изтъргуваните през 2023 г. количества в размер на 32 928 590 MWh).

Общият брой реализирани сделки за 2024 г. е 30 169 (или с 18,66% повече от тези за 2023 г., който е 25 425 бр.). По сегменти – през 2024 г. нарастват както броят сделки на краткосрочния сегмент (28 315 бр. за 2024 г, спрямо 23 603 бр. за 2023 г., или с близо 20% повече), така и броят сделки на дългосрочния сегмент (1 854 бр. за 2024 г, спрямо 1 822 бр. за 2023 г., или с 1,76% повече). 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 41% от членовете на пазара на ГХБ са чуждестранни компании, като сред тях са водещи европейски търговци, опериращи на единния пазар за газ на ЕС. Значима част от чуждестранните клиенти са от съседните на България държави членки на ЕС – Гърция и Румъния, както и от други страни 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 в подкрепа на плановите за развитие на газовата инфраструктура в Европа. 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).

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

Дейностите по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД са регулирани и се осъществяват в съответствие с издадените от КЕВР лицензии. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове. Като преносен оператор на държава членка на ЕС, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява изискванията на приложимото европейско законодателство и следва политиките в областта на природния газ и климата.

Пренос на природен газ

Дружеството е сключило договори за достъп и пренос с около 120 компании, търговци на природен газ, като тенденцията е постоянно увеличение на дела им в пренесените количества.

Данните за количествата пренесен природен газ през газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2023 г. и 2024 г. са представени в таблицата:

№	Вид	Количество 2023 г. (MWh)	Относителен дял	Количество 2024 г. (MWh)	Относителен дял
1	Пренос на природен газ до изходни точки в страната	26 302 903	15,30%	27 850 701	13,73%
2	Пренос на природен газ до трансгранични точки със съседни държави	145 572 930	84,70%	174 925 010	86,27%
Общо:		171 875 833	100,00%	202 775 711	100,00%

През 2024 г. се отбелязва значителен ръст спрямо 2023 г. на количествата газ за пренос до трансгранични точки. Това се дължи както на нарастващото търсене на пренос на газ

по маршрути през България за съседните страни и региона, така и до изходни точки в страната.

Съхранение на природен газ

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

Общо нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2024 г. са в размер на 3 295 GWh, като запълнеността на хранилището в края на нагнетателния период е 100%. Реално добитите количества за годината са 3 825 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“ ЕООД 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.

Настоящата експлоатация на газовите находища в страната е ограничена. Въпреки това, бъдещият добив може да нарасне, предвид продължаващите дейности по търсене и проучване, включително в акваторията на Черно море.

1.2. Пазарен потенциал и перспективи за развитие

Енергийната политика на ЕС се основава на принципите на декарбонизация, конкурентоспособност, сигурност на доставките и устойчивост. Стратегическото географско разположение на България, добре развитата газова инфраструктура с високо ниво на междусистемна свързаност и значителен капацитет за пренос, обуславят развитието на пазарния потенциал в страната. Реализираните инфраструктурни проекти и тези в процес на изпълнение засилват ключовата роля на страната за подобряване на енергийната сигурност и диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ в региона.

Въпреки относително ниския дял в крайното енергийно потребление, природният газ е значим природен ресурс с потенциал за увеличаване на дела му в общото енергийно потребление на страната през следващите години, както и със значителна роля на преходно гориво в процеса на декарбонизация и преход към нисковъглеродна енергетика и икономика.

През следващите години се очаква повишаване на потреблението на природен газ в страната, включително вследствие на развитието на нови газови електрогенериращи мощности. Развитието на нови проекти за газова генерация има потенциала да осигури по-голяма гъвкавост и сигурност в енергийната система и ще има важна роля в нейното балансиране и компенсиране на променливото производство, особено предвид нарастващия дял на енергия от възобновяеми източници.

Политиката на дружеството е насочена към адаптиране и ефективно изпълнение на ключови дейности в контекста на енергийния преход, както и в изпълнение на европейските цели за намаляване на въглеродните емисии и постигане на по-устойчива и чиста енергийна система. В тази връзка, природният газ ще остане стратегически важен енергиен източник, осигуряващ надеждност и плавен преход към нисковъглеродна икономика.

Чрез разширяване на газовата инфраструктура и внедряване на нови технологии в дейностите по пренос и съхранение на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД ще подпомогне енергийната сигурност на страната и ще улесни адаптацията на сектора към новите регулаторни изисквания и пазарни механизми.

Насърчаването на газификацията, разширението на мрежите на разпределителните дружества и тенденциите за намаляване на потреблението на твърди и течни горива за сметка на природен газ са предпоставка за повишаване на използването на природен газ в битовия сектор.

През 2023 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД проведе съвместно със съседните оператори на газопреносни мрежи необвързваща оценка на търсенето на добавен капацитет за точките на междусистемно свързване, в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/459 за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределение на капацитет в газопреносните системи.

Резултатите показаха очаквано значително повишение в търсенето на капацитет за пренос на природен газ в посока от юг на север в синергия с нарастването на газовите потоци, както и необходимост от повишаване на капацитетите за пренос по Вертикалния газов коридор.

В тази връзка, в изпълнение на целите на Меморандума за Вертикалния коридор и в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/459, „Булгартрансгаз“ ЕАД стартира съвместни технически проувания с DESFA S.A., Transgaz S.A. и „Ай Си Джи Би“ АД за повишаване на капацитетите за пренос в общите точки на междусистемно свързване. В следствие на това бяха идентифицирани необходимите проекти за повишаване на техническите капацитети в точки на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро, IP Стара Загора и IP Негру Вода 1/Кардам.

Предвид приноса на проектите по Вертикалния коридор за изпълнение на целите на енергийната политика на ЕС и тяхното значение за гарантиране сигурността на доставките и диверсификацията в региона, в изпълнение на Решение на Народното събрание от 14 март 2024 г., обнародвано в Държавен вестник брой 23 от 19 март 2024 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД предприе необходимите действия за реализиране на проектите за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в IP Кулата/Сидирокастро и в IP Негру Вода/Кардам:

- Повишаване на общия технически капацитет в IP Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България с 35.4 GWh/d до общо 102 GWh/d;
- Повишаване на общия технически капацитет в IP Негру Вода 1/Кардам в посока от България към Румъния с 137.2 GWh/d до общо 295 GWh/d.

При наличие на съответния търговски интерес „Булгартрансгаз“ ЕАД има готовност за стартиране на дейности по разширен вариант на проекта за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в посока от Гърция към България в IP Кулата/Сидирокастро с допълнителни 69 GWh/d до общо 171 GWh/d.

Инициативата за Вертикалния коридор е подкрепена от Европейската комисия и партньорите от САЩ и е ключова за повишаване на сигурността на доставките на природен газ за Европейския съюз и страните от Енергийната общност. Страни по Меморандума са „Булгартрансгаз“ ЕАД, DESFA S.A., Gastrade S.A., „Ай Си Джи Би“ АД, Transgaz S.A., FGSZ Ltd., Eustream a.s., Gas TSO of Ukraine LLC и VestMoldTransgaz S.R.L.

Осигуряването на възможност за пренос на допълнителни количества LNG от терминалите в региона и природен газ от каспийския басейн в посока от юг на север чрез газопреносните мрежи на Гърция, България, Румъния, Унгария, Словакия, Украйна и Молдова ще допринесе значително за подобряването на сигурността на доставките в по-широкия регион.

С реализацията на проектите за нова газопреносна инфраструктура се очаква значително повишение на количествата природен газ от алтернативни източници, които ще бъдат пренасяни през газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД както за България, така и за страните от региона.

В допълнение, като важна стъпка за осигуряване на условия за свободен трансграничен пренос на природен газ и сигурност на доставките за страните от региона на CESEC, по време на министерска среща в Будапеща на 29.10.2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД, заедно с още 9 оператора на газопреносни системи, сред които участници в инициативата за Вертикалния коридор, подписа Меморандум за разбирателство във връзка с хармонизиране на изискванията за качество на газа в рамките на CESEC.

„Булгартрансгаз“ ЕАД продължава изпълнението и на ключовия проект за разширение на ПГХ „Чирен“. Той цели поетапно увеличаване на обема на активния газ до 1 млрд. м³ и на дневните капацитети на добив и нагнетяване до 8-10 млн. м³/ден. Увеличените капацитети ще гарантират сигурността на доставките на природен газ и ще допринесат за подобряване на конкуренцията и достъпа до природен газ от алтернативни източници, в т.ч. до втечен природен газ чрез съществуващите и планираните терминали в региона. По този начин проектът ще спомогне за повишаване на ликвидността на газовите пазари в България и страните от Югоизточна и Източна Европа.

След въвеждане в експлоатация на новите наземни съоръжения през м. март 2025 г. и на новия газопровод, свързващ хранилището с газопреносната система през през м. ноември 2024 г., са налице условия да бъдат стартирани дейности за поетапно увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“ от нагнетателния сезон 2025 г. В тази връзка, считано от 1 май 2025 г. капацитетът на ПГХ „Чирен“ се увеличава със 100 млн. м³ до общо 650 млн. м³. Капацитетът за съхранение ще бъде увеличаван поетапно, успоредно с изграждането на новия сондажен фонд. Планира се до края на 2027 г. да бъде налична цялата необходима инфраструктура за постигане на целевите параметри на разширението.

„Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на „Газтрейд“ С.А. - оператор на „Независимата система за природен газ Александрополис“. Терминалът разполага с капацитет за регазификация до 5,5 млрд. м³ природен газ годишно. Българското участие в проекта е стратегически важно за диверсификацията и сигурността на енергийните доставки за България и страните в региона.

Природният газ има важна роля като преходно гориво в политиката на ЕС за намаляване на парниковите емисии до 2030 г. и за декарбонизацията и постигането на въглеродна неутралност до 2050 г. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД планира проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион.

Дружеството разработва проекти в областта на водородната енергетика, свързани с оценка на възможностите и последващ ретрофитинг на съществуващата инфраструктура, с цел осигуряване на пригодност за смесване на природния газ с водород и за изграждане на изцяло водородна инфраструктура на територията на България. 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, повишаване на капацитетите за пренос в точките на междусистемно свързване, развитието на нови LNG терминали, както и потенциала на регионалния и местния добив, се очаква повишаване на потреблението на природен газ в страната и региона в условията на висока конкуренция и ликвидни пазари.

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

От своя страна това допринася за повишаването на енергийната сигурност, диверсификацията по 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 в условията на диверсификация и все по-осезаема ценова конкуренция.

2.1 Гърция



Газова инфраструктура в Гърция. Източник: ENTSG

Потреблението на природен газ в Гърция през 2024 г. възлиза на 6,2 млрд. м³, като отбелязва значителен ръст от над 30% спрямо 2023 г. (4,7 млрд. м³). Производството на електроенергия заема значителен дял от годишната консумация на газ. Потреблението в страната се осигурява основно от внос през България, Трансадриатическия газопровод и от терминалите за втечнен природен газ.

Гръцкият газопреносен оператор DESFA S.A. разработва проекти за повишаване на техническия капацитет за пренос на националната газопреносна система на Гърция, чрез усилване на линейната инфраструктура, разширение на съществуващи и изграждане на нови компресорни станции. Във връзка с инициативата за Вертикалния газов коридор, DESFA S.A. планира повишаване на капацитета от своята страна на IP Кулата/Сидирокастро с 35,4 GWh/d в посока от Гърция към България, в съответствие с планираното повишение от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД. По този начин ще се постигне повишаване на капацитета от Гърция към България в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро до общо 102 GWh/d. Това ще създаде необходимите условия за пренос на допълнителни количества природен газ от юг на север.

Реализацията на инициативата ВГК ще подпомогне да бъде задоволено нарастващото търсене на природен газ в региона от разнообразни източници, в т.ч. LNG, както и значително да бъдат подоброени условията за диверсификация и сигурността на газовите доставки.

Сред приоритетите на страната е изграждането на нови LNG терминали, като все повече ще се разчита на източници от САЩ, Средиземно море, Близкия Изток и Централна Азия. Към момента Гърция разполага с два действащи терминала за втечнен природен газ – в Ревитуса и нововъведения през 2024 г. в Александруполис. С планираните нови LNG терминали в страната се очаква общият капацитет за регазификация да достигне до 30,5 млрд. куб. м/г.

Съществуваща и планирана LNG инфраструктура в Гърция:

Име на съоръжението	Година на въвеждане в експлоатация	Тип	Оператор	Капацитет за регазификация (млрд. м ³ годишно)
Revithoussa LNG Terminal	1999	Наземен	DESFA	7
Alexandroupolis LNG Terminal	2024	Плаващ	Gastrade	5,5
Dioriga Gas FSRU	TBA	Плаващ	Dioriga Gas	2,5
Thrace LNG	TBA	Плаващ	Gastrade	5,5
Argo FSRU	TBA	Наземен	Medgas	5,2
Thessaloniki FSRU	TBA	Плаващ	Elpedison	4,82

Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)

Междусистемната газова връзка Гърция-България, въведена в търговска експлоатация през м. октомври 2022 г., разполага с капацитет за пренос в посока от Гърция към България до 3 млрд. м³/г. Разглежда се възможност за увеличаване на общия технически капацитет до 5 млрд. м³/г.

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 млрд. м³/г. 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.

България има осигурена свързаност с TAP по две независими трасета - чрез мрежата на DESFA S.A. и чрез IGB. Благодарение на тази свързаност, достъп до доставки на каспийски природен газ по TAP имат всички съседни държави, което допълнително допринася за наличието на газ от алтернативни източници и сигурността на енергийните доставки за региона.

EastMed

Разглеждат се различни варианти на проекта, включително и маршрут, включващ изграждане на около 300 км. подводен газопровод между Израел и Кипър, както и съоръжения за втечняване на природен газ в Кипър. Реализацията на проекта ще осигури възможност за доставки на втечнен природен газ за европейските пазари от източносредиземноморските газови находища.

Revithoussa LNG Terminal

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

От 2019 г. чрез терминала се осъществяват доставки на втечен природен газ за българския пазар, включително от САЩ.

Независима система за природен газ Александруполис

Терминалът за втечен природен газ в Александруполис, в който „Булгартрансгаз“ ЕАД е акционер с 20% от капитала на „Gastrade“ S.A., е въведен в търговска експлоатация през м. октомври 2024 г.

Капацитетът на терминала за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция възлиза на 5,5 млрд. м³ годишно. Капацитетът на терминала е резервиран почти на 100% за първите 6 години на експлоатация, което допринася съществено за повишаване на сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на природен газ.

Терминалът е от ключово значение за сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на природен газ в регионален план, включително от страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и други надеждни източници. Той е в синергия с разширението на подземното газохранилище „Чирен“, което ще спомогне за по-голяма гъвкавост и сигурност на пазара на природен газ както в България, така и в региона.

2.2 Турция



Газова инфраструктура в Турция. Източник: ENTSOG

Потреблението на природен газ в Турция през 2024 г. възлиза на около 52,9 млрд. м³, което е с приблизително 4% по-високо от 2023 г. (50,3 млрд. м³). През зимния период пиковото потребление достига около 300 млн. м³ на ден. Очаква се през следващите години търсенето на природен газ да продължи да се повишава, поради растежа на икономиката и увеличаване на населението на страната. Природният газ заема най-голям дял в общото крайно потребление на енергия от домакинствата, както и значителен в производството на електрическа енергия.

Потреблението в страната се осигурява главно от внос от Русия, Azerbaijan, Иран и Алжир по дългосрочни договори.

През 2024 г. турската компания BOTAS S.A сключи дългосрочни договори за доставка на LNG с ExxonMobil, Shell и Total Energies, поради изтичането на дългосрочните договори за доставка на тръбопроводен газ с Русия през 2025 г. и с Иран през 2026 г.

Предвид стартиралата експлоатация на новооткритите офшорни газови находища със значителни запаси се очаква част от търсенето в страната да се покрива от местен добив. През 2024 г. е отчетен рекорден добив на газ в Турция, възлизащ на 2,3 млрд. м³, като тенденцията е да продължи да нараства. Турция осъществява добив на природен газ от най-голямото находище в Черно море "Сакария". Запасите на находището се оценяват на 710 млрд. м³. Планира се реализация на Фаза 2, която ще позволи увеличаване на дебита за добив от находището, като се очаква добитите количества да задоволят 30% от търсенето в страната.

През м. януари 2025 г. Турция стартира дейности по търсене, проучване и оценка на нови газови находища в Черно море.

През юни месец BOTAS и SOCAR удължиха споразумението си за доставки на природен газ с нови 6 години до края на 2030 г. По този начин Турция ще продължи да доставя азербайджански природен газ и до Европа.

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. Планира се разширяването на тръбопровода и достигане на капацитет до 32 млрд. м³.

Турция разполага с пет терминала за втечен природен газ (три плаващи и два наземни) с общ капацитет за регазификация около 53 млрд. м³ газ годишно, като за част от тях се предвижда разширение в следващите години.

LNG инфраструктура в Турция:

Име на съоръжението	Година на въвеждане в експлоатация	Тип	Оператор	Капацитет за регазификация (млрд. м ³ годишно)
Marmara Ereğlisi LNG Terminal	1994	Наземен	BOTAS	12,80
Aliaga Izmir LNG Terminal	2006	Наземен	EgeGaz	13,80
Aliaga Etki LNG Terminal (Turquoise)	2016	Плаващ	Etki Liman	7,30
FSRU Dörtyol (Ertuğrul Gazi)	2018	Плаващ	BOTAS	9,70
FSRU Gulf of Saros	2023	Плаващ	BOTAS	7,62

Делът на LNG в Турция за 2024 г. е в размер 29% от общия внос и е в размер на 17 млрд. м³. Основните източници на доставки на LNG в страната се осъществяват от Алжир, САЩ, Нигерия, Египет и др.

През м. януари 2024 г. „Булгатрансгаз“ ЕАД и BOTAS S.A. подписаха оперативно Споразумение за междусистемно свързване за точката Странджа/Малкочлар. Това е от ключово значение за диверсификацията на източниците на природен газ не само за България, а и за регионалния и европейския газови пазари. Чрез газопреносната мрежа на Турция се осигурява достъп до природен газ от добив от местни находища, Азербайджан, Иран и глобалния пазар на втечен газ посредством терминалите за регазификация в Турция.

2.3 Румъния



Газова инфраструктура в Румъния. Източник: *ENTSOG*

Потреблението на природен газ в страната през 2024 г. възлиза на 9,9 млрд. м³, като отбелязва ръст от около 4% на годишна база спрямо 2023 г. В това число се наблюдава спад във вноса за сметка на количеството добит природен газ от местни находища, което се увеличава спрямо 2023 г. Подземното съхранение на газ се осигурява чрез шест подземни хранилища с общ активен капацитет от 3,2 млрд м³.

През второто тримесечие на 2024 г. Румъния се превърна в най-големия производител на природен газ в ЕС, като произведените количества са в размер на 2,3 млрд. м³.

Очаква се през следващите години местният добив в страната да продължи да нараства, достигайки до 18-20 млрд. м³ през 2027 г.

След реализация на проекта на „Булгартрансгаз“ ЕАД за повишаване на капацитета за пренос на газ със 137,2 GWh/d в посока от България към Румъния в IP Негру Вода 1/Кардам през Q2 на 2026 г., Transgaz S.A. е заявил техническа готовност за увеличение на входния капацитет на точката в същия срок.

В рамките на инициативата за Вертикалния газов коридор Transgaz S.A. планира проекти

за повишаване на капацитета за пренос на газ в посока от Румъния към Унгария в IP Csapádrólota и в посока от Румъния към Украйна в IP Isacsea/Orlovka. Реализацията им ще допринесе за подобряване на диверсификацията и повишаване на сигурността на доставките на страните от Централна и Източна Европа.

През м. август 2024 г. е подписан Меморандум за разбирателство между Румъния и Сърбия за изграждане на междусистемен газопровод с двупосочен капацитет за пренос в размер на 1,6 млрд. м³/г.

2.4 Република Северна Македония



Газова инфраструктура в Р. Северна Македония. Източник: ENTSG

Потреблението на природен газ в Р Северна Македония през 2024 г. възлиза на около 310 млн. м³, което е спад с 10% на годишна база в сравнение с 2023 г. (350 млн. м³).

На територията на страната „Номас“ АД Скопие извършва дейностите по пренос и управление на преносната система за природен газ. Газопреносната инфраструктура с високо налягане захранва основно района на гр. Скопие. Пазарът на природен газ е в процес на развитие и към настоящия момент се използва предимно в промишления сектор и местните топлофикационни дружества. Поради липсата на газопреносна инфраструктура, потребителите в югоизточната част на страната се захранват с компресиран природен газ, внесен 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 топлинна и електрическа енергия (CHP), както и след реализацията на отделните фази от националния проект „Газификация на Република Северна Македония“.

В тази връзка, е сключен меморандум за разбирателство между Р Северна Македония и Албания в областта на енергетиката с цел засилване на сътрудничеството при планирането на нова газова инфраструктура, възобновяемата енергия и изграждането на нов LNG терминал във Вльора.

Между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „НОМАГАС“ АД е сключено Споразумение за междусистемна свързаност за точката Кюстендил/Жидилово. Северна Македония не разполага със собствени находища и хранилище за природен газ. Кюстендил/Жидилово е единствената входна точка за доставки на природен газ в страната, чрез която Северна Македония получава възможност за достъп до алтернативни източници на газ, включително LNG, както и до услугите по съхранение на природен газ в подземното газохранилище „Чирен“, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Страната работи за подобряване на междусистемната свързаност чрез изграждане на нови междусистемни връзки със съседни страни.

Взето е окончателно инвестиционно решение за изграждане на междусистемна газова връзка между Гърция и Северна Македония. Проектът включва изграждане на газопровод с обща дължина от 123 км между Неа Месемврия и Неготино, от които 68 км са на територията на Р Северна Македония. Първоначалният капацитет на газопровода ще бъде 1.5 млрд. м³/г., с възможност за повишаване до 3 млрд. м³/г. Проектът е съфинансиран чрез Инвестиционната рамка за Западните Балкани, като се цели въвеждане в търговска експлоатация е през 2026 г.

Проект в идейна фаза е изграждането на втора междусистемна връзка между газопреносните системи на България и Северна Македония с трасе Петрич-Струмица. Реализацията на проекта ще осигури допълнителен маршрут за доставки на природен газ за Северна Македония, повишавайки диверсификацията и сигурността на доставките за страната.



2.5 Сърбия



Газова инфраструктура в Сърбия. Източник: ENTSOГ

През 2024 г. потреблението на природен газ в Сърбия се запазва около 3 млрд. м³. Добив на природен газ в Сърбия се осъществява в района на Войводина от компанията „Naftna Industrija Srbije“. Над 80% от потреблението на природен газ в Сърбия се осигурява чрез внос през газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, а останалата част от местен добив.

„Банатски двор“ е единственото газохранилище на територията на Сърбия, което разполага с капацитет за съхранение от 450 млн. м³. Планиран е проект за разширение на газохранилището до 750 млн. м³. С цел повишаване на енергийната сигурност на страната се разглеждат възможности за допълнително увеличение на капацитета на ПГХ „Банатски двор“, както и изграждане на нови газохранилища в Северна и Централна Сърбия.

В края на 2023 г. беше въведена в експлоатация междусистемната газова връзка България-Сърбия (IBS), която осигурява нов маршрут за доставки на природен газ за Сърбия

Сърбия има подписано споразумение с Азербайджан за доставка на до 400 млн. м³ газ годишно до 2026 г., като от 2027 г. има възможност тези количества да бъдат увеличени до 1 млрд. м³.

На 26 септември 2024 г. е подписан договор между SOCAR и Srbijagas за доставка на допълнителни количества до 1 млн. м³ за зимния период 2024-2025, които са от съществено значение за задоволяване на потреблението в страната. Доставките се осъществяват през междусистемната газова връзка България-Сърбия (IBS).

През м. август 2024 г. е подписан Меморандум за разбирателство във връзка с изграждането на газова връзка за двупосочен пренос между Сърбия и Румъния, която е с капацитет от 1,6 млрд. м³/г.

Продължава активното сътрудничество между Сърбия и Унгария в областта на съхранението на природен газ, включително за съхранение на по-големи обеми природен газ в унгарските газоохранилища от сръбски пазарни участници.

2.6 Текущо състояние, пазарен потенциал и перспективи за развитие

Според данните на Международната агенция по енергетика (IEA), световното потребление на природен газ през 2024 г. достига нова рекордна стойност от 4,2 трилиона м³, което е ръст от над 2,5 % спрямо 2023 г. (4,09 трилиона м³). Очаква се през 2025 г. световното потребление на природен газ да нарастне с около 2,3 % и да достигне до 4,3 трилиона м³, което ще се дължи основно на бързо развиващите се азиатски пазари.

Съгласно данни на Eurostat през 2024 г. потреблението на газ в ЕС отчита лек ръст от 0,6 % в сравнение с 2023 г. и достига до 332 млрд. м³.

Вносът на LNG продължава да заема значител дял от общия внос на природен газ в ЕС. Съгласно данни на Eurostat през 2024 г. вносът на LNG достига до 108,3 млрд. м³. Основните доставчици на LNG за европейските пазари са САЩ (32,8 млрд. м³), Алжир (23,8 млрд. м³), Русия (15,3 млрд. м³), Катар (11,3 млрд. м³) и Нигерия (8,7 млрд. м³).

През 2024 г. делът на вноса на руски газ за ЕС отбелязва спад и се равнява на около 7% от общия внос. Усилията са насочени към диверсификация на източниците и увеличаване на доставките на природен газ от надеждни доставчици, както и върху оптимизацията на съществуващата газопреносна инфраструктура и терминалите за LNG.

ЕС разширява вноса си на природен газ от различни източници като Норвегия, САЩ, Северна Африка, Азербайджан, Алжир, Катар, Великобритания и други алтернативни доставчици. През 2024 г. внесените количества от Норвегия и САЩ г. достигат до 127,2 млрд. м³, което представлява приблизително 30% от общия внос на газ в ЕС.

В концепцията за повишаване на енергийната сигурност на ЕС е заложено увеличение на снабдяването на страните членки с LNG чрез изграждането на инфраструктура, осигуряване на достъп на вътрешните пазари до глобалния пазар на втечен природен газ, както и преодоляване на участъците с недостатъчен капацитет в инфраструктурата.

Очаква се делът на LNG във вноса на ЕС в краткосрочен и средносрочен план да продължи да нараства.

В последните години „Булгартрансгаз“ ЕАД направи важни инвестиции в рехабилитацията, модернизацията и повишаването на капацитета на съществуващата газова инфраструктура. Дружеството активно работи за повишаване на енергийната сигурност чрез подобряване на междусистемната свързаност със съседни страни и създаване на условия за ускоряване на процеса на диверсификация на източниците и трасетата за доставка на природен газ и повишаване на енергийната сигурност.

Чрез мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за потребители в страната и за съседните пазари се реализират значителни доставки от различни източници, като Азербайджан, САЩ и други, в т.ч. доставки на втечен природен газ. LNG терминалът в Александруполис, както и другите терминали в региона допълнително допринасят за повишаването на сигурността на доставките, диверсификацията и конкуренцията в полза на крайните потребители.

Развитието на междусистемната свързаност между България и страните от региона е от съществено значение за постигането на пазарна интеграция на фона на увеличеното търсене на природен газ в региона.

Осигуряването на достатъчно капацитет в точките на междусистемно свързване по Вертикалния коридор ще позволи пренос на нарастващите количества природен газ от терминалите за втечен природен газ в региона, в синергия с наблюдавания значителен ръст на газовите потоци от юг на север, резултат от политиката за диверсификация и сигурност на доставките на страните от Югоизточна, Източна и Централна Европа.

Това ще даде възможност на потребителите в Югоизточна, Източна и Централна Европа да получат допълнителни количества природен газ от терминалите за втечен газ и Южния газов коридор.

Инициативата за Вертикалния газов коридор е в пълно съответствие с плана REPowerEU и с целта за преустановяване на зависимостта от внос в ЕС на руски енергоизточници. Планираните от „Булгартрансгаз“ ЕАД проекти с положителен трансграничен ефект ще доведат до повишаване на капацитетите за пренос на газ от Гърция към България, както и от България към Румъния и Р Северна Македония, създавайки условия за повишаване на диверсификацията в региона и гарантиране на сигурността на снабдяването.

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ е в синергия с LNG терминала край Александруполис, както и с всички останали проекти на „Булгартрансгаз“ ЕАД. 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. Изпълнението на проекта 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.

Възприетият подход за поетапно разширение на хранилището позволява капацитетът му да бъде повишен със 100 млн. м³ до общо 650 млн. м³ още от 1 май 2025 г. Планирано е поетапното увеличаване на капацитета да продължи, успоредно с изграждането на

новия сондажен фонд, като до края на 2027 г. да бъде налична цялата необходима инфраструктура за поетапно постигане на целевите параметри на разширението - увеличаване на обема на активния газ до 1 млрд. м³ и на дневните капацитети на добив и нагнетяване до 8-10 млн. м³/ден.

Проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за поетапно увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“ и повишаване на техническия капацитет в точките на междусистемно свързване 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.

Развивайки газопреносната си инфраструктура и капацитета за съхранение, и осигурявайки нови маршрути за доставка и трансграничен пренос на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД отговаря по адекватен начин на тенденцията за увеличаващи се потоци на газ от юг на север 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.

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.

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.

„Булгартрансгаз“ също така е активен участник във връзка с инициативата за създаване на европейска мрежа оператори на мрежи за водород – European Network of Network Operators for Hydrogen (ENNOH). Заедно с други европейски ОПС, „Булгартрансгаз“ ЕАД участва в учредяването на ENNOH, с цел установяване на сътрудничество между операторите, прилагане на нововъведената регулаторна рамка и синхронизиране на вижданията и обединяване на усилията във връзка с напредъка по развитието на водородни мрежи и декарбонизация на енергийния сектор, в синергия със средносрочните и дългосрочните цели на ЕС.

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:

- адаптиране на съществуващата газопреносна инфраструктура и осигуряване на пригодност за работа с до 10% водород;
- нова инфраструктура за пренос на чист водород в две фази: между региона на София и българо-гръцката граница в района на Кулата, и от района на София в посока Румъния, край Русе.

На 28.11.2023 г. беше публикуван първият списък с проекти на ЕС от общ и взаимен интерес, въз основа на Регламент (ЕС) 2022/869 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. В списъка са включени общо 166 проекта, които допринасят за ускоряването на енергийния преход и постигането на целите на Съюза в областта на енергетиката и климата до 2030 г. и 2050 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД има включен проект за изграждане на водородопреносна инфраструктура в списъка под номер 10.3.2 „Вътрешна инфраструктура за водород в България в посока към границата с Гърция“, който е част от междусистемните връзки за водород в Централна, Източна и Югоизточна Европа.



ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



ПГХ „Чирен“

1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

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

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

Преносът на природен газ за потребители в страната (включително количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“) през 2024 г. е 31 146 GWh и спрямо предходната година е нараснал с 9%.

Пренесените количества природен газ за последните десет години (включително количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“) са изобразени на графиката:



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (27 851 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (31 146 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.

2. ТРАНСГРАНИЧЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Трансгранично пренесените количества природен газ през 2024 г. са 174, 925 TWh или с 20% повече в сравнение с 2023 г. (145,573 TWh). Пренесените количества задоволяват 100% от потреблението в Р Северна Македония и значителна част от потреблението на Гърция и Сърбия.

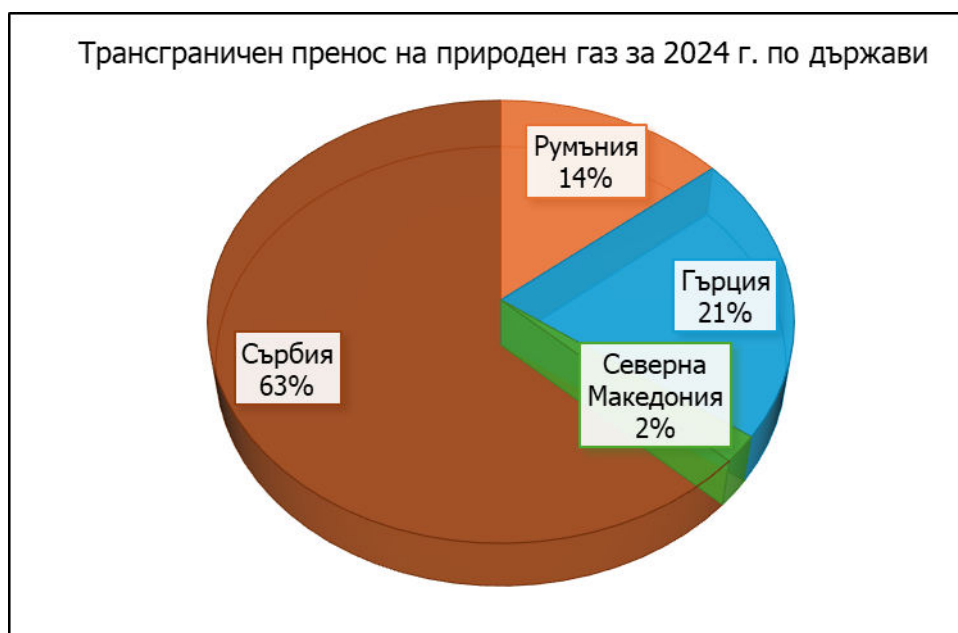
Очаква се в следващите години, с реализацията на новите проекти за междусистемна свързаност, повишаване на техническия капацитет за пренос и други приоритетни проекти в региона, да се увеличат пренесените количества природен газ и те да превишат досегашните нива.

Допълнителен ръст в трансграничния пренос в следващите години се очаква и във връзка с реализацията на стратегическите проекти по инициативата за Вертикалния коридор, в резултат от търсенето в ЕС за доставки от алтернативни източници на тръбопроводен газ и LNG.

Трансграничният пренос през територията на България за периода 2015-2024 г. е представен по държави в следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2024 г. по държави е:



3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г., издадена от КЕВР, „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 сондажа, компресорна станция с приблизителна обща инсталирана мощност 31 MW (включително новите компресори по проекта за разширение на газохранилището) 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.

ПГХ „Чирен“ е основен инструмент за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и доставката на природен газ в страната и за гарантиране на сигурността на доставките.

Проектът за разширение на хранилището, който е в процес на изпълнение, ще увеличи стратегическата му 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.

Проектите за увеличение на капацитетите за пренос със съседните страни, наред с терминала за втечен природен газ в Александруполис, ще повишат пазарната интеграция в региона и са предпоставка ПГХ „Чирен“ да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво.

През 2023 г. са нагнетени 1 211 GWh природен газ и са добити 1 131 GWh, а през 2024 г. са нагнетени 3 295 GWh природен газ и са добити 3 825 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 2023 г. и 2024 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2023 г.		2024 г.		2023 г.		2024 г.	
	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³
Януари	11,915	1 098	853,685	79 533	0	0	0,000	0
Февруари	264,347	24 477	687,181	64 283	0	0	0,000	0
Март	0,000	0	709,431	66 270	0	0	0,000	0
Април	0,000	0	2,549	239	30,588	2 827	0,000	0
Май	0,000	0	0,000	0	450,605	41 917	812,704	76 025
Юни	0,000	0	0,000	0	120,897	11 215	784,134	72 404
Юли	0,000	0	0,000	0	9,547	880	681,104	62 833
Август	0,000	0	0,000	0	359,259	32 077	301,929	27 828
Септември	0,000	0	0,000	0	153,343	14 036	353,728	32 874
Октомври	0,000	0	0,000	0	86,762	7 956	361,564	33 618
Ноември	372,356	34 177	644,914	59 742	0,000	0	0	0
Декември	482,680	44 323	927,681	86 256	0	0	0	0
Общо:	1 131	104 075	3 825	356 323	1 211	110 907	3 295	305 581

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.

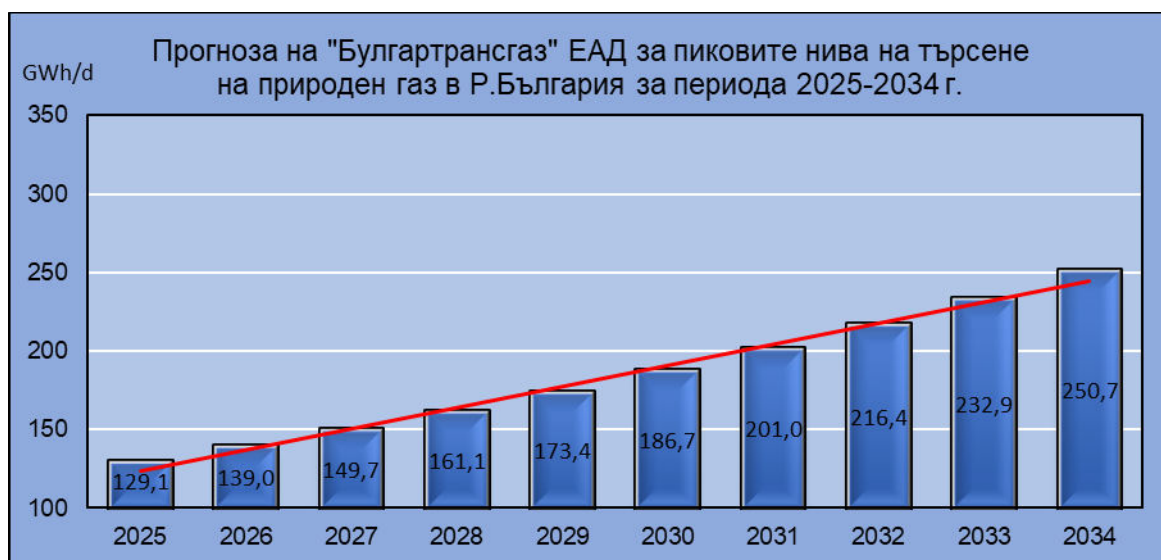
Основните допускания, направени въз основа на анализ на изминалия десетгодишен период и сравнителен анализ на пазара на природен газ в Европейския съюз, са следните:

- 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 и намаляване на използването на въглища;
- Повишаване на доставките на природен газ от алтернативни източници за

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

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:



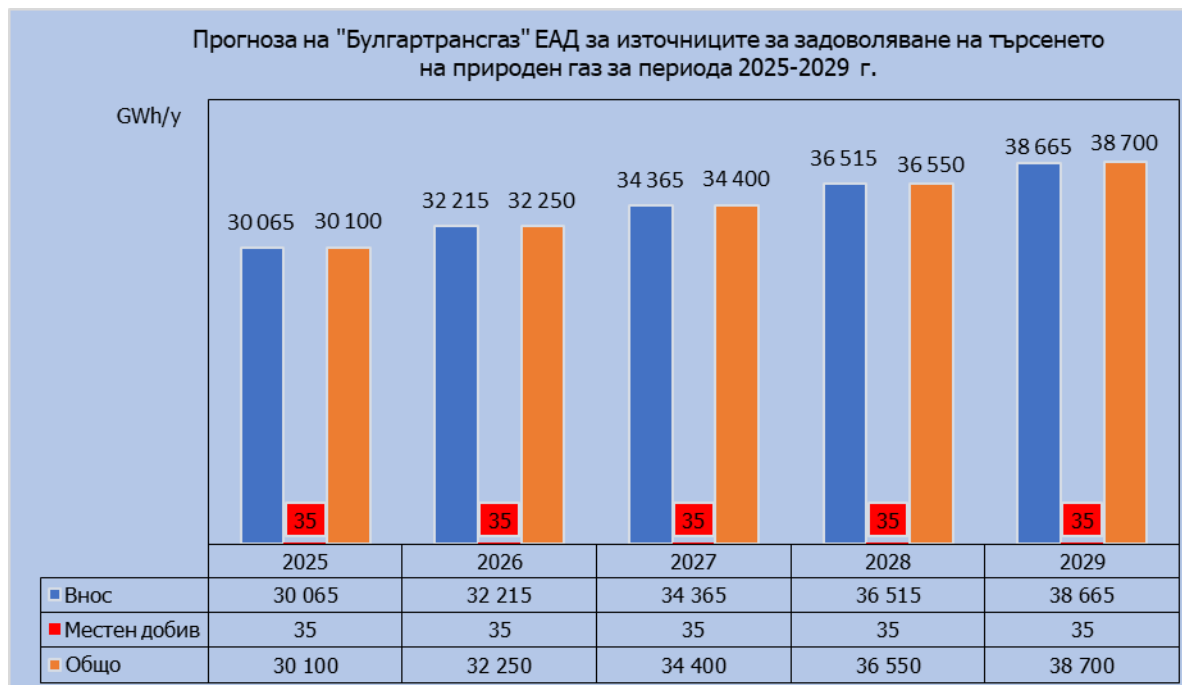
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2024 г. необходимостите от природен газ за потребление в страната са осигурени, както следва:

- Внос – 27 816 GWh (99,87%);

- Местен добив – 35 GWh (0,13%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ в страната за периода 2025-2029 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

Природния газ от внос включва газ от разнообразни източници, постъпващ по нови маршрути и доставчици, в резултат от реализацията на новите газови проекти и разработваните находища. Налице е тенденция за диверсификация на доставките на газ и за съседните страни.

Основните източници на природен газ за страните в 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;
- Повишаващи се количества LNG от разнообразни източници, посредством терминалите в Гърция и Турция, плановите за увеличаване на капацитета на съществуващите терминали, както и за изграждане на нови;
- Природен газ от хъбовете в Западна и Централна Европа;
- Намаляващи количества руски природен газ;
- Добив в страните от региона.

2.2. Местен добив

През 2025 г. местният добив се очаква да остане незначителен. Предвид издадените разрешителни за търсене и проучване на нефт и природен газ, през следващите години

може да се очаква местният добив в страната да се увеличи, в случай на нови открития на газови залежи в акваторията на Черно море.

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:

- установяването и развитието на ликвиден регионален газов пазар;
- повишаване на капацитетите за пренос в съществуващите точки на междусистемно свързване;
- утилизация на свободните капацитетни възможности на газопреносната система която дружеството оперира, резултат от повишено предлагане на втечнен природен газ в чрез терминалите в региона;
- ускорената диверсификация на източниците на природен газ в региона на Югоизточна Европа;
- реализацията на проектите за нови LNG терминали в региона;
- замяната на доставките на руски природен газ за Молдова и региона на Централна Европа;
- поетапно увеличение на капацитета на ПГХ „Чирен“, считано от 2025 г.;
- повишаване на потреблението на природен газ в страната, вкл. в резултат от развитието на нови газови електрогенериращи мощности.

Прогнозата за търсенето на услуги по пренос на природен газ за периода 2025 – 2029 г. 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 2025-2029 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:

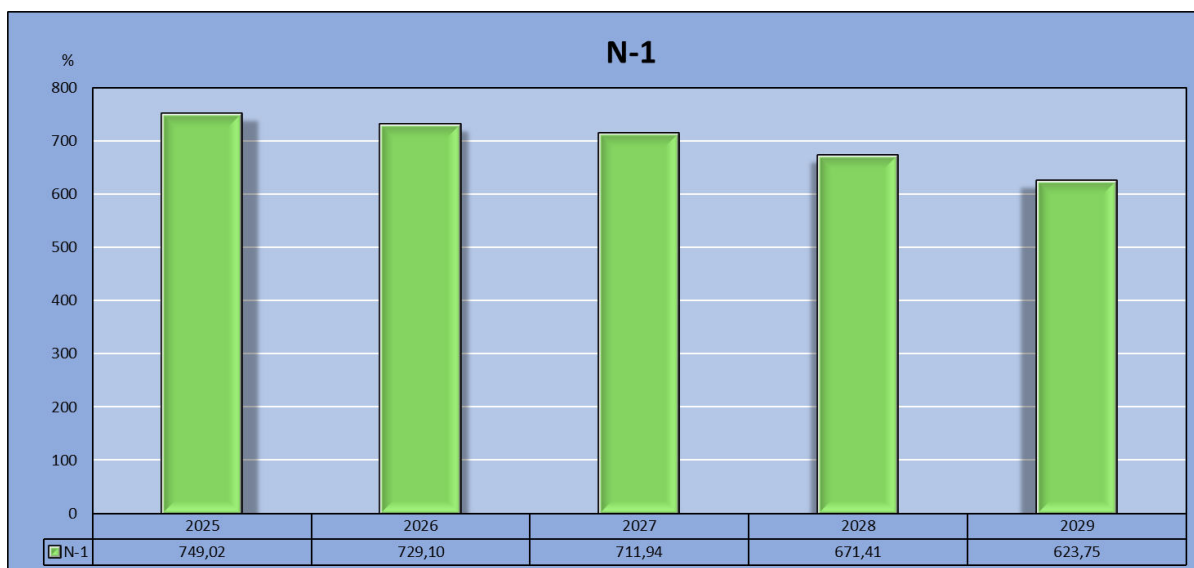
$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100$$

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 IP Стара Загора (IGB), млн. м ³ /д.
EP₇	Технически капацитет на IP Киреево/Зайчар, млн. м ³ /д.
EP₈	Технически капацитет на IP Странджа/Малкочлар, млн. м ³ /д.
LNG_m	Максимален технически капацитет на съоръженията за ВПГ
S_{max}	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен
P_{max}	Национален добив на газ – максимален възможен добив
D_{max}	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., съобразно изискванията на Регламента):

Година	P _{max}	S _{max}	EP ₂	EP ₃	EP ₄	EP ₅	EP ₆	EP ₇	EP ₈	D _{max}	LNG _{max}	Ep1=I _{max}	N-1
													%
2025	0,01	4,00	20,27	0,72	6,12	4,20	11,26	32,00	11,00	11,96	0,00	54,60	749,02
2026	0,01	5,00	20,27	0,72	9,37	4,20	11,26	32,00	11,00	12,87	0,00	54,60	729,10
2027	0,01	6,50	20,27	0,72	9,37	4,20	14,60	32,00	11,00	13,86	0,00	54,60	711,94
2028	0,01	8,00	20,27	0,72	9,37	4,20	14,60	32,00	11,00	14,92	0,00	54,60	671,41
2029	0,01	8,00	20,27	0,72	9,37	4,20	14,60	32,00	11,00	16,06	0,00	54,60	623,75



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 газ 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 2025-2034 Г.



Строителство на линейна част на газопровод с 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 такава, 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 2025-2034 г.

Предвидените за периода 2025-2034 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 чрез:

- Развитие на свързаността за достъп до Южния газов коридор и терминалите за втечен газ в региона за осигуряване на диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ за България, страните от региона и Европа;
- Присъединяване на нови добивни предприятия в страната към газопреносната мрежа;
- Дигитализация на системите 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 потребители, което ще допринесе за подобряване на състоянието на околната среда, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво.

В настоящата глава от Плана е структурирана информация за основната инфраструктура, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години (2025–2034 г.).

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите – десетгодишен, както и поради включването в Плана на проекти, за които към 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 за посочения период:

- Инвестиции, за които вече е взето решение за изпълнение през периода 2025–2027 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 2025–2034 г. – Таблица 2;
- Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ и водород в периода 2025–2034 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 2025 – 2027 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 2025–2027 г., в обобщен вид, са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2025 г. или се планира да завърши след 2027 г. За такива обекти в таблицата е посочена само очакваната стойност на инвестициите през посочения период на планираните средства. 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 2025 – 2027 г. по обобщени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2025-2027 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“; КС Вълчи дол - Строителни ремонти на сградата и изграждане на нови противопожарен пръстен и площадков водопровод	2025-2027	6 610
Подмяна на ОРУ 110 kV в КС Полски Сеновец и в КС Вълчи дол	2026/2027	15 500
2. Инвестиции на съществуващи АГРС и ГРС		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС и ГРС: АГРС „Самоков“ – ново външно ел. захранване, АГРС "Кубрат" - ново външно ел. захранване, ГРС „Страшимирово“ – външно ел. захранване, ГРС Шумен - изграждане на метална ограда; АГРС Перник	2025-2026	375
3. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-06 от 29.11.2006 г.		
Подмяна участък ЛК Калугерово - ЛК Врачеш; Подмяна участък ЛК Горни Богров - ОС Нови Искър; Подмяна на участък от СОГ "Лом- Черковна" до КС "Полски Сеновец" и изграждане на нов СОГ Полски Сеновец; Подмяна на участък от газопреносната мрежа от ЛК-4 до стар ГРС на Вр-2; Изместване на участъци от ТГ1 и МГ за повишаване класа на газопроводите и изграждане на нов кранов възел Ду 1200	2025-2027	52 149
4. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.		
Реконструкция на защитни съоръжения; Възстановяване на земното покритие на газопроводи за Гърция в землището на с. Драгодан, общ. Бобошево,	2025-2026	5 841

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2025 – 2027 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
Реконструкция на очистни съоръжения: ОС "Одринци" и ОС "Лозенец" на ТГ-2 Ду 1200; Обвързка за работа в реверсивен режим при КС "Ихтиман"; HDD сондажи на газопровод за Гърция при преминаването му през р. Струма при ПК 1203-1205 (с. Тополница) и при ПК+812 (с. Сливница); СОГ "Гюешево" – нов; СОГ "Пиперево" – реконструкция; Изграждане на бетонен праг при прехода на Транзитния газопровод за Гърция и Македония и на Магистралния газопровод през р. Стряма; Изграждане на бетонен праг при прехода на Транзитния газопровод за Гърция и Македония и на Магистралния газопровод през р. Луда Яна; Защитно съоръжение на р. Тополница при с. Калугерово, обл. Пазарджик при преход през Транзитен и Магистрален газопроводи		
Ремонт на газопровод Ду1000 за Р. Гърция и Р. Северна Македония в участък между ЛК „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“; Ремонт чрез подмяна на участък от ТГ Ду 1000 за Р Гърция и Р Северна Македония от кран "Б" при КС "Ихтиман" до с. Венковец; Подмяна на участък Ду 1000 на Транзитен газопровод от КС "Лозенец" до границата с Р Турция	2025-2026	79 554
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Газопреносна инфраструктура		
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Севлиево, Разград и Пловдив	2025 – 2026	1 206
2. Съхранение на природен газ		
Сондаж за реинжектиране на попътно добити пластови води и реконструкция на водопровод за отвеждането от ПГХ "Чирен"	2025-2026	16 000
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Оптични кабелни линии от Централно управление на "Булгартрансгаз" ЕАД до ОС "Нови Искър", от ОС "Нови Искър" до НУП "Кремиковци", "АГРС Разград 1 - 3. Гороцвет", от Централно управление на "Булгартрансгаз" ЕАД до ГРС "Перник"	2026-2027	4 491

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2025 – 2027 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
Нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопреносната мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД	2025-2026	15 870
III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ		
1. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2025-2027	300

2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2025 – 2034 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО ЗНАЧЕНИЕ

Инвестициите, чието изпълнение е в зависимост от развитието на проекти с международно значение, 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 2025 – 2034 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	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. Съхранение на природен газ		
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ ² – надземна част и сондажен фонд	2025 - 2027	272 344
2. Инфраструктура за пренос на природен газ		
Линейна инфраструктура в рамките на проектите за повишаване на капацитета за пренос по инициативата за Вертикален коридор, в т.ч.:	2025-2026	424 786
2.1. Лупинг от Кулата до Кресна;		90 883
2.2. ПГ от Пиперево до Перник;		77 848
2.3. Лупинг от Рупча до Ветрино;		244 184
2.4. КС "Кардам" - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление.		11 871

Средствата по позиция 1 представляват стойността на оставащите разходи за

²Проект от „общ интерес“ по смисъла на Регламент (ЕС) 347/2013, включен под номер 6.20.2 в Пети списък с проекти от „общ интерес“.

изграждане (за надземната част), авторски надзор и строителен надзор, и по сключени договори и прогнозни стойности за разходи за проектиране и изграждане (за сондажен фонд), по обезщетения, сервитутни права, археология и такси. Общата прогнозна стойност на проекта Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ е около 308 млн. евро, като близо 78 млн. евро са отпуснати по Механизма за свързване на Европа.

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2025 – 2034 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ

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

Таблица 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос на природен газ в периода 2025 – 2034 г., за които не е взето инвестиционно решение	Период на планираните средства	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“	2025-2027	1 550
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, Пазарджик, Шумен, Нови пазар и Исперих	2025-2027	9 490
2.2. Преносен газопровод с АГРС до Банско и Разлог	2026-2029	43 645
2.3. Довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион	2025-2027	211 090
2.4. АГРС Дерманци - за Газопроводно отклонение Луковит, ГО с АГРС за гр. Хисаря и гр. Сопот	2025	90
3. Общи за разпределение		
3.1. Проект за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от Гърция към България в IP Кулата/Сидирокастро - II етап	2027-2029	361 236
4. Проекти с водородна насоченост		
4.1. Ретрофитинг на съществуващата газопреносна инфраструктура за работа с до 10% водород	2025-2028	857 603
4.2. Водородопреносна инфраструктура в България Фаза 1 (250 км трасе и 2 бр. КС)	2025-2029	1 682 014
4.3. Водородопреносна инфраструктура в България Фаза 2 (330 км трасе и 3 бр. КС)	2026-2029	2 253 116

Посочените средства по позиции 2.3., 3 и 4 от Таблица 3 представят прогноза за очакван

размер на инвестицията.

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2025 – 2034 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2025-2034 г. Тя е разделена на следните видове дейности:

- **Инвестиции** - мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и 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 (2025-2027 г.), включваща инвестиционни дейности, за които е взето окончателно инвестиционно решение

Таблица 4

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2025 г.	Общо 2026 г.	Общо 2027 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	471 416	360 169	98 404
<u>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</u>	<u>428 082</u>	<u>224 885</u>	<u>73 049</u>
<i>Газопреносна мрежа</i>	<i>319 725</i>	<i>95 868</i>	<i>4 351</i>
Линейна част	319 526	94 716	0
КС, административни и експлоатационни райони	3	789	0
Комуникационни и информационни системи	0	250	4 241
АГРС и ГИС	196	113	110
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>98 549</i>	<i>121 097</i>	<i>68 698</i>
Сондажен фонд и шлейфи	2 708	13 292	0
Разширение на капацитета на ПГХ Чирен	95 841	107 804	68 698
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>9 808</i>	<i>7 920</i>	<i>0</i>
КС, административни и експлоатационни райони	490	1 368	0
Централно диспечерско управление	9 318	6 552	0
<u>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</u>	<u>30 895</u>	<u>126 819</u>	<u>17 855</u>
<i>Газопреносна мрежа</i>	<i>18 849</i>	<i>119 261</i>	<i>17 545</i>
Линейна част	12 729	107 855	45
КС, административни и експлоатационни райони	5 830	11 348	17 500
АГРС и ГИС	290	57	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>12 046</i>	<i>7 559</i>	<i>310</i>
Линейна част	12 034	5 775	0
КС, административни и експлоатационни райони	0	1 784	310
Комуникационни и информационни системи	12	0	0
<u>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</u>	<u>12 439</u>	<u>8 465</u>	<u>7 500</u>

4.2. Инвестиционна програма за периода 2028-2034 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите

Таблица 5

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо
	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	33 596	33 041	33 793	35 608	36 488	37 937	39 459
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	9 133	8 927	9 373	9 842	10 334	10 850	11 393
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	16 962	16 114	16 920	17 766	18 654	19 587	20 566
РАЗДЕЛ I.3 - Доставка на машини и оборудване	7 500	8 000	7 500	8 000	7 500	7 500	7 500

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

С реализацията на описаните по-долу ключови проекти за развитие на инфраструктурата, България запазва стратегическото си място на газовата карта на Европа и се позиционира като един от газовите хъбове в Югоизточна Европа. Поради това, плановите на дружеството са те да бъдат реализирани в краткосрочен план и да позволят значителни количества природен газ от алтернативни източници да бъдат пренасяни през газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД както за България, така и за страните от региона.

Ключови за пазарната интеграция, диверсификация и осигуряване на възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България ще бъдат следните проекти:

- Разширението на ПГХ „Чирен“;
- Проектите за развитие на инфраструктурата, с цел увеличаване на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния в контекста на стратегическия Вертикален газов коридор;
- Проектът за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаишкия регион.

Наред с усилията, които „Булгартрансгаз“ ЕАД полага за постигането на общоевропейските цели за подобряване сигурността на доставките, диверсификация на

източниците и маршрутите на доставка на природен газ, Дружеството активно участва и в текущите процеси за адаптиране на енергийния сектор в съответствие с плановете за постигане на декарбонизация на енергетиката и климатична неутралност съгласно европейската енергийна политика.

В следващите години природният газ ще продължи да играе ключова роля в процеса на постигане на целите за декарбонизация. Наличната газопреносна инфраструктура осигурява възможност за успешното и ускорено въвеждане на водорода в енергийния микс, а плановете за изграждането на нова инфраструктура за пренос на водород ще гарантират широкомащабното развитие на енергийния сектор в страната. Тази концепция е залегнала при дефинирането на проектите, които ще допринесат за осъществяването на прехода към нисковъглеродна енергетика. Разглеждани са както решения за подготовка на съществуващата газопреносна мрежа за съвместимост с включването на водород и други нисковъглеродни газове, така и за изцяло нови трасета за пренос на зелен водород, с потенциал да станат част от бъдещ водороден коридор в региона на Югоизточна Европа.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разработва следните проекти с водородна насоченост:

- Водородопреносна инфраструктура в България (в 2 фази);
- Смарт надграждане на съществуващата българска газопреносна мрежа и свързаните с мрежата активи за ефективно интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове.

При изпълнението на проектите се отчита развитието на стратегиите и политиките по отношение на водородната инфраструктура на регионално и общоевропейско ниво. Подробна информация е представена в т 5.2 по-долу.

5.1. Ключови проекти за развитие на газовата инфраструктура

Концепцията за развитие на газовата инфраструктура е базирана на няколко ключови фактора:

- Нови източници на природен газ;
- Оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен“;
- Модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура;
- Изграждане на нови, разширение на съществуващи междусистемни връзки със съседните страни и развитие на мрежата до нови изходни точки в страната;
- Наличие на оптимална търговска среда чрез ликвидна газова борса.

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

През октомври 2024 г. беше въведена в търговска експлоатация **„Независимата система за природен газ „Александруполис“**, в която „Булгартрансгаз“ ЕАД е акционер с дял от 20%. Проектът има стратегическо значение, защото осигурява нов вход към региона на Югоизточна и Централна Европа за допълнителни количества природен газ за газовите пазари в региона, предлагайки достъп до надеждни източници като САЩ, Катар, Египет и други. Терминалът е ключова входна точка и за **инициативата Вертикален газов коридор**. Чрез съществуващите и проектни

газопроводи в региона, достъп до природен газ от терминала имат както потребители в България, така и в Р Северна Македония, Сърбия, Румъния, Унгария, Молдова и Украйна. Терминалът им осигурява 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 на газ.

Въвеждането в експлоатация на **терминала в Александруполис** затвърждава ролята на втечнения природен газ за устойчивото снабдяване с природен газ в региона и подобрява достъпа до глобалния пазар на LNG.

Разглеждат се и всички възможности за акционерно участие на Булгартрансгаз ЕАД във втори терминал за втечен природен газ в региона.

Разширение на капацитета на подземното газово хранилище „Чирен“

ПГХ „Чирен“ се използва основно за компенсиране на сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението, и осигурява аварийен резерв.

Проектът за разширение на хранилището е определен за проект от „общ интерес“ за Европейския съюз. Целта е поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на България газохранилище с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ – до 1 млрд. м³, в т.ч. повишени налягания в газовия резервоар, както и по-големи средни дневни дебити за нагнетяване и добив - до 8-10 млн. м³/ден.

Разширението на капацитета на единственото газово хранилище у нас е сред приоритетните енергийни проекти в региона. Неговата реализация ще допринесе за гарантиране на енергийната сигурност, гарантиране сигурността на доставките и повишаване на конкуренцията на газовия пазар в България и в Югоизточна Европа. Проектът е в пълна синергия със съществуващите и планирани нови терминали за втечен природен газ в региона, както и с планове за разширение на газопревозната инфраструктура, 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.

Проектът включва три основни направления: (1) проектиране и изграждане на нови надземни съоръжения – компресорна станция с прилежащите ѝ технически съоръжения, (2) проектиране и изграждане на подземни съоръжения и (3) проектиране и изграждане на преносен газопровод, свързващ ПГХ „Чирен“ със съществуващата газопревозна система на „Булгартрансгаз ЕАД в района на с. Бутан за осигуряване на необходимата свързаност.

Преносният газопровод е въведен в експлоатация през м. ноември 2024 г., а компресорната станция и всичките ѝ прилежащи технически съоръжения са въведени в експлоатация през м. март 2025 г. Това позволява считано от 1 май 2025 г. капацитетът на ПГХ „Чирен“ да бъде увеличен със 100 млн. м³ до общо 650 млн. м³.

Капацитетът за съхранение ще продължи да бъде увеличаван поетапно, успоредно с изграждането на новия сондажен фонд. Планира се до края на 2027 г. да бъде налична цялата необходима инфраструктура за постигане на целевите параметри на разширението.

Инициативата за **Вертикалния газов коридор** представлява стратегически проект за гарантиране на сигурността на снабдяването и диверсификацията на доставките на природен газ за България и страните от Югоизточна, Източна и Централна Европа.

Концепцията на проекта стъпва на максималното оползотворяване на възможностите на съществуващите газопреносни мрежи и системи за газ по коридора, включително терминала край Александропулис, и извършване на оптимални инвестиции на участващите страни в допълнителна инфраструктура, което ще позволи пренос на нарастващите количества втечен природен газ от терминалите за втечен природен газ в Гърция и Турция.

Увеличаването на капацитетите за пренос на газ в точките на междусистемно свързване на газопреносните мрежи на Гърция, България, Румъния, Унгария, Словакия, Украйна и Молдова е от ключово значение за повишаване на енергийната сигурност и пазарната интеграция на страните от Югоизточна, Източна и Централна Европа.

Стратегическият маршрут на инициативата за Вертикален газов коридор ще гарантира достъп до допълнителни количества втечен природен газ за потребителите. По отношение на проектите, които ще се изпълняват на територията на България за повишаване на капацитетите от Гърция към България и от България към Румъния, ще бъде осигурена техническа възможност за пренос на допълнителни количества природен газ, в т.ч. от Южния газов коридор и втечен природен газ от терминали в съседни страни, при максимално оползотворяване на възможностите на съществуващата инфраструктура.

Проектите, които „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява за повишаване **на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния**, са ключова част от цялостната визия на Вертикалния коридор, като тяхната реализация и вече наличната инфраструктура у нас са в основата на постигането на заложените цели за диверсификация и подобряване на сигурността на доставките.

Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България

Проектът включва изграждането на инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в IP Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България с 35,4 GWh/d до общо 102 GWh/d.

Неговото изпълнение ще осигури достъп до допълнителни количества тръбопроводен газ и LNG от алтернативни източници, включително САЩ, Азербайджан, Египет и други за Гърция, България и всички страни от региона. Като част от ключовата инфраструктура на Вертикалния газов коридор, реализацията на проекта е приоритетна за България и региона на Централна, Източна и Югоизточна Европа.

В резултат от успешно проведени обществени поръчки през м. юни 2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД сключи основните договори за изпълнение на следните обекти: „Лупинг от Кулата до Кресна“ (48 км, DN700) и „Преносен газопровод от Пиперево до Перник“ (53 км, DN500). Изпълняват се дейности, свързани с устройствено планиране, проектиране и получаване на необходимите разрешителни, доставка на необходимите

материали и оборудване, предшестващи строителството на предвидената инфраструктура.

Планираният срок за въвеждане в експлоатация на новата инфраструктура е през първото тримесечие на 2026 г. Индикативната стойност на инвестицията възлиза на 122,5 млн. евро.

При наличие на съответния търговски интерес „Булгартрансгаз“ ЕАД има готовност за стартиране на дейности по разширен вариант на проекта, включващ допълнително 82 км лупинг DN700 (Кресна – Пиперево), инсталиране на допълнителен ГТКА на компресорна станция Петрич с мощност 9MW, подмяна на 50 км газопровод DN700 (Ихтиман – Г. Богров) и реверсиране и реконструкция на обвръзки и възли в КС Ихтиман (без необходимост от нова компресорна мощност).

При реализация на тази допълнителна инвестиция общият технически капацитет в посока от Гърция към България в IP Кулата/Сидирокастро може да бъде увеличен с допълнителни 69 GWh/d до 171 GWh/d.

Индикативната допълнителна стойност на разширения вариант се оценява на 184,7 млн. евро, а предвиденият срок за въвеждане в експлоатация е през 2029 г.

Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване Негру Вода 1/Кардам в посока от България към Румъния

Проектът включва изграждането на инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в IP Негру Вода 1/Кардам със 137,2 GWh/d до общо 295 GWh/d в посока от България към Румъния.

Неговото изпълнение ще допринесе за значителното увеличение на количествата природен газ за Румъния, както и за останалите страни по маршрута на Вертикалния коридор, включително Украйна и Молдова.

Проектът включва изграждане на обекти „Лупинг от Рупча до Ветрино“, представляващ газопровод с високо налягане с диаметър DN1200 и приблизителна дължина около 61 км и „КС „Кардам“ - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление“ (без необходимост от нова компресорна мощност) и разширение на капацитета на системата ѝ за управление.

През м. юни и м. юли 2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД сключи основните договори за тези обекти и се изпълняват дейности, свързани с устройствено планиране, проектиране и получаване на необходимите разрешителни, доставка на необходимите материали и оборудване, необходими за строителството на предвидената инфраструктура.

Планираният срок за въвеждане в експлоатация на новата инфраструктура е през първото тримесечие на 2026 г. Индикативната стойност на инвестицията възлиза на 191,4 млн. евро.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разработи и концепция за проект за изграждане на **довеждаща инфраструктура с високо налягане за хранване на потребители в източномаришкия регион.**

Проектът обхваща комплекс от дейности за осигуряване на нова довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане с достатъчен капацитет за пренос до топлоелектрически централи и други потенциални потребители в източномаришкия възлищен регион.

С реализацията му ще бъдат създадени условия за модернизация на горивните инсталации на ТЕЦ и други енергийни потребители, въвеждане на по-нискоемисионни горива в енергийния микс, както и значително намаляване на емисиите на парникови газове от горивните процеси. Реализацията на проекта ще допринесе за изпълнението на целите за декарбонизация на енергийния сектор, прехода към нови нисковъглеродни технологии и повишаване на енергийната сигурност, а именно развитие на газопреносна инфраструктура в източномаришкия регион.

Това от своя страна ще има положителен социален ефект, тъй като ще позволи запазване на работни места в региона. Проектът е в съответствие с целите на ЕС в областта на климата и зеления преход и се изпълнява в синергия със заложената визия в пътната карта за климатична неутралност и декарбонизация на българската икономика.

Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“	
 Съфинансирано от Европейския съюз	
Идентификация на проекта в списъци: Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ (ПОИ 6.20.2 в Пети списък с проекти от общ интерес) Приоритетен проект на инициативата CESEC ПГХ „Чирен“ е обявен за обект с национално значение, съгласно Решение № 755/21.09.2004 г. и за национален обект, съгласно Решение № 709/14.10.2021 г. на Министерски съвет Газопровод, свързващ ПГХ "Чирен" със съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД е обявен за национален обект и обект с национално значение, съгласно Решение № 528/02.08.2023 г. на Министерски съвет	
Вид на проекта: Подземно газохранилище	
Описание на проекта: Разширение на капацитета на ПГХ "Чирен" – поетапно 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: - Надземна част: Компресорно оборудване с прилежащи съоръжения, ГИС, възли за сепарация, подгряване и осушаване и др.; - Сондажен фонд: 10 бр. експлоатационни и 3 бр. наблюдателни сондажи, шлейфи, съпътстващи дейности и др.; - Газопровод, свързващ ПГХ "Чирен" със съществуващата газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД с дължина ~41 км и DN700.	
Очаквана стойност на инвестицията: ~ 308 млн. € без ДДС	Финансиране: 1. Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД; 2. Съфинансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF) в размер на близо 78 млн. евро (Проект 101069718 – 6.20.2-BG-W-M-21-Chiren-UGS-Expansion).
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	Поетапно, до 2027 г.
Фаза на проекта:	В процес на изпълнение
Текущ статус на изпълнение на проекта: Надземни съоръжения: - Въведени в експлоатация (март 2025 г.). Сондажен фонд: - Предстои поетапно изграждане и въвеждане в експлоатация на необходимия нов сондажен фонд. Газопровод: - Въведен в експлоатация (ноември 2024 г.). Считано от 1 май 2025 г. е увеличен капацитетът на ПГХ Чирен до 650 млн. м ³ , благодарение на наличието на новите надземни съоръжения и газопровод, свързващ хранилището с газопреносната мрежа.	
Очаквани ползи: Гарантиране на сигурността на доставките; Повишаване на пазарната интеграция; Стимулиране на пазарната конкуренция; Насърчаване търговията с газ в региона; Принос за осъществяването на енергийния преход и намаляване на емисиите; Принос за въвеждането на газ от алтернативни източници, в т.ч. LNG.	
Интернет страница на проекта: https://www.bulgartransgaz.bg/chiren	

Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Негру Вода/Кардам в посока от България към Румъния

Идентификация на проекта в списъци:

Проект TRA-N-1124, TYNDP2024 на ENTSG

Национален обект и обект с национално значение, съгласно Решение № 133 от 23.02.2024 г. на Министерски съвет

Вид на проекта: Газопровод с високо налягане и прилежащи съоръжения

Описание на проекта: Повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от България към Румъния в точка на междусистемно свързване IP Негру Вода/Кардам.

Технически данни:

Лупинг от Рупча до Ветрино, с приблизителна дължина около 61 км, DN1200;

Дейности по реверсиране на компресорна станция Кардам (без необходимост от нови компресори) и разширение на капацитета на системата ѝ за управление.

Повишение на капацитета за пренос от България към Румъния: 137.2 GWh/d (до общо 295 GWh/d).



Очаквана стойност на инвестицията:

~191,4 млн. €

Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:

Началото на 2026 г.

Фаза на проекта:

В процес на изпълнение

Текущ статус на изпълнение на проекта:

- В процес на изпълнение е договор с предмет „Устройствено планиране, инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация за обект „Лупинг от Рупча до Ветрино“ и договор с предмет „Инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект: „Компресорна станция „Кардам“ - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление“;
- С Решение № 1-1/2025 г. по оценка на въздействието върху околната среда на МОСВ е одобрена реализацията на обект „Лупинг от Рупча до Ветрино“;
- Одобрен е Подробен устройствен план-Парцеларен план за обект „Лупинг от Рупча до Ветрино“ и се изготвя работен проект; Извършват се археологически разкопки за обекта;
- Изготвен е работен проект за обект: „Компресорна станция „Кардам“ - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление“, който се съгласува с контролните органи.

Очаквани ползи:

Ключова част от инфраструктурата за Вертикален газов коридор; Стратегически маршрут за осигуряване на достъп до допълнителни количества LNG и газ от алтернативни източници за региона; Подобряване на междусистемната свързаност между България и Румъния.

Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България

Идентификация на проекта в списъци:

Проект TRA-N-1140, TYNDP2024 на ENTSOG

Национален обект и обект с национално значение съгласно Решение № 133 от 23.02.2024 г. на Министерски съвет

Вид на проекта: Газопровод с високо налягане и прилежащи съоръжения

Описание на проекта: Повишаване на капацитета за пренос на газ в посока от Гърция към България в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро.

Технически данни - основен вариант:

Включва: Лупинг от Кулата до Кресна с приблизителна дължина около 48 км, DN 700 и Газопровод от Пиперево до Перник високо налягане с приблизителна дължина 53 км, DN 500.

Повишение на капацитета за пренос от Гърция към България: 35.4 GWh/d (до общо 102 GWh/d).

Реализацията на проекта ще позволи и увеличаване на капацитета за пренос в IP Кюстендил/Жидилово от България към Северна Македония с 5.383 GWh/d.

Технически данни - разширен вариант:

В допълнение към основния вариант:

Лупинг от Кресна до Пиперево с приблизителна дължина 84 км, DN 700;

Газопровод от Ихтиман до Г. Богров високо налягане с приблизителна дължина 50 км, DN700; Инсталиране на допълнителни 9 MW ГТКА в КС Петрич и реконструкция; Реверсиране на КС Ихтиман.

Повишение на капацитета за пренос от Гърция към България: 69,0 GWh/d (до общо 171 GWh/d).



Очаквана стойност на инвестицията:

Основен вариант: ~ 122,5 млн. €
Разширен вариант: ~ 307,2 млн. €

Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:

Основен вариант: Началото на 2026 г.
Разширен вариант: 2029 г.

Фаза на проекта:

В процес на изпълнение

Текущ статус на изпълнение на проекта:

- В процес на изпълнение са договори с предмет: "Устройствено планиране, инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация за обекти „Лупинг от Кулата до Кресна“ и „Преносен газопровод от Пиперево до Перник“;
- Обект „Лупинг от Кулата до Кресна“: С Решение № 11-ПР/2024 г. на МОСВ е преценено да не се извършва ОВОС; Одобрен е Подробен устройствен план-Парцеларен план и са учредени сервитутни права през земеделски имоти Издадено е Разрешение за строеж № РС-28/17.04.2025 г. за етап: Линейна част“ на обекта; Извършват се археологически разкопки;
- Обект „Преносен газопровод от Пиперево до Перник“: С Решение № 2-ПР/2025 г. на МОСВ е преценено да не се извършва ОВОС; Провежда се съгласуване на изготвения Подробен устройствен план-Парцеларен план .

Очаквани ползи:

Ключова част от инфраструктурата за Вертикален газов коридор; Стратегически маршрут за осигуряване на достъп до допълнителни количества LNG и газ от алтернативни източници за България и региона; Подобряване на междусистемната свързаност между България и Гърция.

Проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за хранване на потребители в източномаришкия регион	
Идентификация на проекта в списъци: Проект TRA-N-1170, TYNDP2024 на ENTSG Национален обект и обект с национално значение, съгласно Решение № 133 от 23.02.2024 г. на Министерски съвет	
Вид на проекта: Газопровод с високо налягане и прилежащи съоръжения	
Описание на проекта: Довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане и достатъчен капацитет за хранване на потребители в източномаришкия регион. Технически данни: Нови газопроводи високо налягане с приблизителна обща дължина около 73 км с диаметър DN700 и DN500 и прилежащи технологични съоръжения	
Очаквана стойност на инвестицията:	~107,9 млн. €
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2027 г.
Фаза на проекта :	Предпроектни дейности
Текущ статус на изпълнение на проекта: Предстои определяне на идейно трасе и технологични площадки. За целта е необходимо потвърждение на параметрите за присъединяване от основните потенциални потребители.	
Очаквани ползи: Съществен принос за декарбонизация на енергийния сектор в България; Икономически и екологични ползи за региона.	

Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система - Фаза 3	
Идентификация на проекта в списъци: Проект за Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система (ПОИ 6.8.2 в Пети списък с проекти от общ интерес) Проект TRA-A-298, TYNDP2024 на ENTSG	
Вид на проекта: Газопровод с високо налягане и прилежащи съоръжения	
Технически данни (Фаза 3): Нов газопровод Горни Богров – Нови Искър, ~ 19 км, DN 700; Нова компресорна станция „Богров“ – 20 MW.	
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	Реализирането на инвестицията зависи от решения, които предстои да бъдат взети относно повишаване на капацитета на Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS)
Фаза на проекта:	Планиране
Очаквани ползи: Увеличение на капацитета на Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) от 1,8 на 3,2 млрд. м ³ /г.	
Интернет страница на проекта: https://www.bulgartransgaz.bg/rehabilitaciya	

5.2. Развитие на плановете за водородна инфраструктура в светлината на зеления преход.

Значителният потенциал на региона на Източното Средиземноморие и Югоизточна Европа както за производство на зелен водород, така и за неговия внос от надеждни партньори ще насърчи инвестициите във водородна инфраструктура. „Булгартрансгаз“ ЕАД и гръцкият преносен оператор DESFA S.A. координирано разработват проекти за взаимосвързване на изцяло нови водородни мрежи, като синхронизират своите решения по отношение на концепциите на своите водородни проекти.

С одобрението от Европейската комисия проектът за водородопреносна инфраструктура на територията на България получи статут на проект от общоевропейски интерес и беше включен в Първия списък с проекти от общ интерес (ПОИ) и проекти от взаимен интерес (ПВИ) на ЕК, публикуван на 28.11.2023 г. (представен по-долу като Водородопреносна инфраструктура в България (Фаза 1)). Целта на проекта е създаване на мрежа за пренос на водород в България с възможност за пренос от/към Гърция, при свързаност със сходна водородна инфраструктура на гръцка територия, с оператор DESFA S.A.

В етап на планиране е проектът Водородопреносна инфраструктура в България (Фаза 2), който представлява продължение на водородопреносната инфраструктура на Фаза 1 през вътрешността на страната до границата с Румъния.

Съвкупността от двата проекта представлява „гръбнака“ на българската инфраструктура за пренос на водород, осигурявайки трансгранична свързаност с Гърция и Румъния, както и със страните от Централна Европа.

Проектите ще допринесе за реализирането на Югоизточния приоритетен водороден коридор, който ще осигури маршрут за пренос на чист водород от Югоизточна до Централна Европа – както от местно производство, така и от внос.

Проектите за водородопреносна инфраструктура на територията на България са част от сценариите за развитие на водородните мрежи на EHB (European Hydrogen Backbone), както и част от регионална инициатива за изграждане на Югоизточен водороден коридор от Гърция, през България, Румъния, Унгария, Словакия, Чехия до Германия (SEEHуС).

Съвместният проект на „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A. за смарт надграждане на съществуващите гръцка и българска газопреносни мрежи за интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове също има потенциала за придобиване на статут на ключова европейска инфраструктура. Целта на проекта е адаптиране на съществуващите мрежи за природен газ на Гърция и България за транспортиране на смеси на природен газ с до 10% водород. Планирани са дейности по цифровизация на газовата мрежа и интегриране на компоненти и системи, които ще позволят по-ефективно управление, интерактивен и интелигентен мониторинг, измерване и контрол на качеството на преноса на смеси от природен газ в газовите мрежи.

Разработването на проекти с водородна насоченост ще спомогне поетапната декарбонизация на газовия сектор и ще допринесе за осигуряването на възможност за пренос и използване на нисковъглеродни газове на територията на България.

Водородопреносна инфраструктура в България (Фаза 1)	
Идентификация на проекта в списъци: ПОИ 10.3.2 Вътрешна инфраструктура за водород в България в посока към границата с Гърция, част от Първи списък с ПОИ/ПВИ на ЕС, съгласно Регламент (EU/2022/869). Част от сценариите за развитие на водородната мрежа ENB Част от сценариите за развитие на Югоизточен водороден коридор към ECH2A инициатива Част от регионалната инициатива SEENyC	
Вид на проекта: H2 инфраструктура и прилежащи съоръжения	
Описание на проекта: Нова H2 инфраструктура на територията на България, подходяща за пренос на 100% водород. Проектът се развива координирано с проект за H2 инфраструктура на територията на Гърция, с оператор DESFA, и ще създаде условия за двупосочен трансграничен пренос на водород между България и Гърция в нова точка на свързване в района на Кулата/Сидирокастро.	
Технически данни: Нов тръбопровод с дължина около 250км, DN1000. Две нови компресорни станции с обща приблизителна компресорна мощност около 48 MW в района на Петрич и Дупница. Начало: област София, Република България Край: района на Сидирокастро, Република Гърция	
Очаквана стойност на инвестицията:	~ 860 млн. € без ДДС
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2029 г.
Фаза на проекта:	Подготовка за провеждане на предпроектно проучване
Очаквани ползи: Принос за устойчивия икономически растеж; Създава условия за поетапно преустановяване използването на изкопаеми горива; Принос за постигане на националните и европейски цели за декарбонизация и въглеродна неутралност до 2050 г.; Важна част от бъдещ водороден коридор от Югоизточна към Централна Европа.	
Интернет страница на проекта: https://www.bulgartransgaz.bg/pages/poi-10-3-2-vatreshna-infrastruktura-za-vodorod-v-balgariya-v-posoka-kam-granicata-s-garciya-242.html	

Водородопреносна инфраструктура в България (Фаза 2)

Идентификация на проекта в списъци:

Кандидат за включване във втори списък с ПОИ по новия TEN-E Регламент (EU/2022/869)

Част от сценариите за развитие на водородната мрежа EHB

Част от сценариите за развитие на Югоизточен водороден коридор към ECH2A инициатива

Част от регионалната инициатива SEENyC

Вид на проекта: H2 инфраструктура и прилежащи съоръжения

Описание на проекта: Нова H2 инфраструктура на територията на България, подходяща за пренос на 100% водород. Проектът представлява втора фаза на преносната инфраструктура за водород в България. Проектът ще създаде условия за двупосочен трансграничен пренос на водород между България и Румъния в нова междусистемна точка на свързване в района на Русе/Гюргево.

Технически данни:

Нов тръбопровод с дължина около 330км, DN1000

Три нови компресорни станции

Начало: област София (Нови Искър), Република България

Край: района на Русе/Гюргево, Република България/Румъния



Очаквана стойност на инвестицията:

~ 1152 млн. € без ДДС

Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:

2029 г.

Фаза на проекта:

Планиране

Очаквани ползи:

Принос за устойчивия икономически растеж;

Подпомага процесът на широкомащабно внедряване на водород, както в България, така и в региона на Югоизточна Европа.

Принос за постигане на националните и европейски цели за декарбонизация и въглеродна неутралност до 2050г.;

Важна част от бъдещ водороден коридор от Югоизточна към Централна Европа.



Смарт надграждане на съществуващите гръцка и българска газопреносни мрежи за интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове (SmartSwitch project)³ <i>Съвместен проект на „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A.</i>	
Идентификация на проекта в списъци: RET-N-558, ENTSG TYNDP2024 (<i>първоначална идея на проекта</i>) Кандидат за включване във втори списък с ПОИ по новия TEN-E Регламент (EU/2022/869) Част от сценариите за развитие на водородната мрежа ENH	
Вид на проекта: Проект в категория „Интелигентни газопреносни мрежи“	
Описание на проекта: Надграждане на съществуващата газопреносна инфраструктура в България и Гърция с необходимите съоръжения и елементи, дигитални инсталации и решения, с цел създаване на възможности за интегриране и транспортиране на смеси с възобновяеми газове в концентрации до 10% водород. Въвеждане на интелигентни системи за наблюдение, контрол и управление на преноса. Технически данни: Дейностите на българска територия обхващат цялата съществуваща газопреносна инфраструктура и ще бъдат определени след завършването на планираните проучвания.	
Очаквана стойност на инвестицията на българска територия:	~ 256,9 млн. € без ДДС
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	2029 г.
Фаза на проекта:	Планиране
Очаквани ползи: Намаляване на емисиите на парникови газове; Постигане на постепенна декарбонизация на енергетиката и икономиката, и осигуряване на условия за повишаване конкурентоспособността на индустрията; Подобряване на гъвкавостта и ефективността на газопреносната система; Достъп до устойчив, екологично чист енергиен носител (H ₂) за всички участници на пазара.	

³ Данните, посочени във фиша на проекта, се отнасят само до проекта, изпълняван на българска територия

5.3. Други проекти за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД

5.3.1. 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 интеграция 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 „НОМАГАС АД Скопие“) за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р. България и Р. Северна Македония.

Разглеждат се възможности за провеждане на пазарен тест за проекта с цел взимане на решение за реализация на интерконектора.

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

Развитието на съществуващата мрежа ще допринесе за създаване на възможности за постигане на устойчива среда, благоприятна за развитието на индустрията и икономиката. Освен подпомагане на икономиката, разширението на газопреносната мрежа в нови региони е пряко свързано с развитието им. Предоставянето на достъп до устойчив и екологичен енергоизточник като природния газ създава възможност за газификация на нови населени места, повишаване на конкурентоспособността на икономическите субекти и последващо намаляване на емисиите на парникови газове и вредни вещества чрез замяна на традиционно използваните твърди и течни горива. В този контекст е особено важен проектът за изграждане на довеждаща инфраструктура с високо налягане за хранване на потребители в източномаришкия регион, който има потенциал за значителен принос за прехода към декарбонизация на тези региони.

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

5.4.1. Основни ремонти на участъци от газопреносната мрежа

От проведените мероприятия по поддръжка на газопроводната мрежа, по време на експлоатацията ѝ, е констатирано наличие на амортизации, като голяма част от тях са свързани с метална загуба. Своевременно се извършват ремонти за възстановяване на якостните характеристики на газопроводите и подмяна на антикорозионното им покритие, съгласно назначавани ремонтни програми. Предвидени са за подмяна



участъци от преносните газопроводи ДУ 1000 за Р Турция и за Р Гърция и Р Северна Македония и от магистралния газопровод – северен полупръстен.

5.4.2. 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.

5.4.3. Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Разград, Севлиево, Димитровград и Пловдив

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.

Стартирано е изпълнение на дейностите по устройствено планиране и инвестиционно проектиране за очистни съоръжения на газопроводните отклонения за Пловдив и Разград.

За обект: Пускова и приемна камери на ГО Разград DN300, включващ етап 1 „Пускова камера на очистно съоръжение“ и етап 2 „Приемна камера на очистно съоръжение“, са разработени Подробни устройствени планове – Парцеларни планове (ПУП-ПП). За етап 2 ПУП-ПП е одобрен. За етап 1 ПУП-ПП е внесен за резглеждане и одобрение в компетентния орган - община Лозница. За обекта е разработен инвестиционен проект.

За обект: Пускова и приемна камери на Газопроводно отклонение Пловдив DN 500 – Пуск-Прием ТЕЦ „Пловдив Север“ и Пуск DN 300 – Прием DN 300 ОЦ „Пловдив Юг“ са разработени ПУП-ПП. За етап 1 ПУП-ПП е одобрен. За обекта е разработен инвестиционен проект.

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2025-2029 Г.

Планираните дейности за периода 2025-2029 г. ще осигурят адекватност на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД във връзка със стремежа на България и страните от региона за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ.

Прогнозни капацитети за периода 2025 -2029 г.*

Към 1 януари, MWh/d	2025	2026	2027	2028	2029
Входен капацитет	1 573 617	1 619 753	1 672 580	1 688 744	1 688 744
IP Странджа 2/ Малкочлар	586 076	586 076	586 076	586 076	586 076
IP Странджа / Малкочлар	118 076	118 076	118 076	118 076	118 076
IP Негру вода 1	216 528	216 528	216 528	216 528	216 528
IP Русе/Гюргево	43 373	43 373	43 373	43 373	43 373
IP Стара Загора (IGB)	123 037	123 037	159 700**	159 700**	159 700**
IP Калотина/Димитровград	7 703	7 703	7 703	7 703	7 703
ГИС Чирен	43 104	53 880	70 044	86 208	86 208
Местен добив	26 000	26 000	26 000	26 000	26 000
IP Кулата/Сидирокастро	66 616	101 976	101 976	101 976	101 976
IP Киреево/Зайчар	343 104	343 104	343 104	343 104	343 104
Изходен капацитет	1 665 705	1 705 655	1 864 431	1 880 595	1 880 595
IP Негру вода 1/Кардам	157 771	157 771	294 971	294 971	294 971
Изходна зона България	294 946	324 120	324 120	324 120	324 120
IP Русе/Гюргево	26 852	26 852	26 852	26 852	26 852
IP Стара Загора (IGB)	23 458	23 458	23 458	23 458	23 458
IP Калотина/Димитровград	52 743	52 743	52 743	52 743	52 743
IP Кулата/Сидирокастро	120 228	120 228	120 228	120 228	120 228
IP Кюстендил/Жидилово	33 321	33 321	38 733	38 733	38 733
IP Киреево/Зайчар	407 436	407 436	407 436	407 436	407 436
IP Странджа / Малкочлар	505 846	505 846	505 846	505 846	505 846
ГИС Чирен	43 104	53 880	70 044	86 208	86 208

*Посочените стойности на капацитетите се отнасят към 1 януари на съответната година

**Включеното увеличение на капацитета е в зависимост от реализация на проект от страна на съседния оператор „Ай Си Джи Би“ АД

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, предоставящ лицензирани услуги по пренос и съхранение на природен газ в България. Дружеството експлоатира обекти с национално значение и стратегически обекти за страната, в т.ч. ПГХ „Чирен“.

През последните години „Булгартрансгаз“ ЕАД реализира значителни инвестиции в рехабилитацията, модернизацията и повишаването на капацитета на съществуващата газова инфраструктура. Наред с текущите и планираните проекти за разширение на инфраструктурата, предприетите действия засилват енергийната сигурност на страната и подпомагат диверсификацията и либерализацията на газовите пазари на национално, регионално и европейско ниво.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2025–2034 г. включват:

- Поддържане на технически изправна, надеждна и високоефективна основна и спомагателна газова инфраструктура;
- Развитие, рехабилитация и разширение на газовата инфраструктура за пренос и съхранение;
- Подобряване на междусистемната свързаност;
- Увеличаване на капацитетите за пренос, съхранение, добив и нагнетяване на природен газ;
- Адаптиране на съществуващата газопреносна инфраструктура за работа с водород до 10%;
- Изграждане на нова инфраструктура за пренос на чист водород.

Изпълнението на планираните нови проекти за газова инфраструктура и целевите инвестиции за оптимизиране и максимизиране на капацитета на съществуващите мрежи се очаква да доведат до значително увеличаване на количествата природен газ от алтернативни източници и надеждни партньори, които ще бъдат пренасяни през газопреносната система на дружеството както за България, така и за страните от региона на Централна и Източна Европа.

Дружеството провежда последователна политика за подобряване на свързаността със съседните страни чрез успешно сътрудничество с операторите на преносни системи от региона. Благодарение на това са създадени благоприятни условия за интеграция на газовите пазари, укрепване на енергийната сигурност и насърчаване на конкуренцията в полза на крайните потребители.

В условията на динамично променяща се енергийна среда, „Булгартрансгаз“ ЕАД развива ефективно своята инфраструктура в съответствие с националните, регионалните и европейските приоритети в областта на енергетиката.

Дружеството е сред водещите инициатори на концепцията за Вертикалния газов коридор, като изпълнението на ключовите инфраструктурни проекти ще осигури необходимите нива на капацитети за пренос на нарастващи потоци природен газ от юг на север, ще повиши енергийната сигурност, ще подобри условията за диверсификация

на доставките и ще допринесе за интеграцията, либерализацията и стабилността на газовите пазари в региона.

Природният газ ще продължи да играе съществена роля като преходно гориво за постигане на целите на ЕС за намаляване на емисиите на парникови газове с 55% до 2030 г. и постигане на климатична неутралност до 2050 г.

В контекста на енергийния преход, „Булгартрансгаз“ ЕАД участва в европейски инициативи, свързани с развитието на водородната икономика. Дружеството работи за намаляване на въглеродния отпечатък и повишаване на екологичната устойчивост, като планира проекти за интегриране на възобновяеми и нисковъглеродни газове в газопреносната мрежа на България, както и изграждане на нова инфраструктура за пренос на чист водород.

„Булгартрансгаз“ ЕАД ще продължи да гарантира надежден пренос и съхранение на природен газ, предприемайки активни действия за подкрепа на националните и общеевропейските цели, свързани със сигурността на доставките, диверсификация на източниците и маршрутите, както и декарбонизация на енергийната система.



ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

- Бизнес програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2029 г.;
- Булгаргаз (www.bulgargaz.bg);
- Булгартрансгаз (www.bulgartransgaz.bg);
- Български енергиен холдинг (www.bgenh.com);
- Данни за БВП, ПЕП, КЕП и др. от Национален статистически институт (www.nsi.bg);
- Данни за потреблението на природен газ (<https://ec.europa.eu/eurostat>);
- Годишни доклади за изпълнение на Секретариата на Енергийната (<https://www.energy-community.org>);
- Доклади на Европейската комисия за за пазара на природен газ в ЕС за 2024 г. (www.ec.europa.eu);
- Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България актуализация 2024 г.;
- Информация, свързана с добива на природен газ в България, интернет страницата на Petroceltic International Plc, (www.petroceltic.com);
- Комисия за Енергийно и Водно Регулиране (<https://www.dker.bg>);
- Министерство на Енергетиката на Р. България (www.me.government.bg);
- Национален енергиен баланс на Република България;
- Национален план за възстановяване и устойчивост;
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP 2024) на ENTSOG (www.entsog.eu);
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на следните интернет страници:
 - „Булгаргаз“ ЕАД (www.bulgargaz.bg);
 - „Булгартрансгаз“ ЕАД (www.bulgartransgaz.bg);
 - „Български енергиен холдинг“ ЕАД (www.bgenh.com);
 - „НОМАГАС“ АД (<https://nomagas.com.mk>);
 - ANRE - National Energy Regulatory Authority (www.anre.ro);
 - Balkan Gas Hub (www.balkangashub.bg);
 - BOTAS (www.botas.gov.tr);
 - CEPA - (www.cepa.org);
 - Consilium Europa – (www.consilium.europa.eu);
 - Delek Drilling (www.delekdrilling.co.il);
 - DEPA, S.A. (www.depa.gr);
 - DESFA S.A. (www.desfa.gr);
 - EIA – U.S. Energy Information Administration (www.eia.gov);
 - Energean Oil & Gas (www.energean.com);
 - ENTSOG (www.entsog.eu);
 - ETKILIMAN – (www.etkiliman.com.tr);
 - Gastrade (www.gastrade.gr);
 - GIE – Gas Infrastructure Europe (www.gie.eu);
 - HRADF (www.hradf.com);
 - ICGB AD (www.icgb.eu);
 - IEA - International Energy Agency (www.iea.org);
 - IENE – Institute of Energy for South–East Europe (www.iene.eu);
 - IGI Poseidon (www.igi-poseidon.com);
 - IGU (<https://www.igu.org>);
 - IIEEC – Istanbul International Center for Energy And Climate (<https://iieec.sabanciuniv.edu>);
 - ITGI (www.edison.it);
 - JP Srbijagas (www.srbijagas.com);
 - LNG Hrvatska (www.lng.hr);
 - Ministry of Energy and Natural Resources – Republic of Turkey (www.enerji.gov.tr);
 - Ministry of Foreign Affairs - Turkey's Energy Profile and Strategy (www.mfa.gov.tr);
 - NER JSC Skopje - Macedonian Energy Resources Skopje (www.mer.com.mk);



- Prometheus Gas (www.prometheusgas.gr);
- Romgaz (www.romgaz.ro);
- Shah Deniz (www.bp.com);
- TAP (www.trans-adriatic-pipeline.com);
- Transgaz S.A. (www.transgaz.ro);
- Проект на Стратегия за устойчиво енергийно развитие на Р. България до 2030 г. с хоризонт до 2050 г.;
- Списък с Проекти от „общ интерес“, интернет страницата на Европейската комисия, Генерална дирекция „Енергетика“, (www.ec.europa.eu);
- Стратегия за интеграция на енергийните системи;
- Стратегия на ЕС за използване на водорода.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Ключови проекти за нови газопроводи, реконструкция на съществуващи газопроводи и компресорни станции и за увеличаване на капацитета за съхранение на територията на страната и свързането им със съществуващата газопреносната мрежа

№	Проект	Окончателно инвестиционно решение (FID)	Срок за приключване	Изпълнител	Очаквана стойност на инвестицията (без ДДС)	Финансиране	Инфраструктура	Капацитет
1	Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“	да	2027	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 308 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	Надземни съоръжения (КС, ГИС и др.) - завършени; Свързващ газопровод ~ 41 км - завършен; Сондажен фонд	Увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на възможността за добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м³/ден.
2	Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България (в два варианта) ¹	да	2026	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 122,5 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	48 км нов газопровод /лупинг, DN700; 53 км нов газопровод, DN500;	Основен вариант на проект: Повишение на капацитета за пренос от Гърция към България: 35.4 GWh/d; Реализацията на проекта ще позволи и увеличаване на капацитета за пренос в IP Кюстендил/Жидилово от България към Северна Македония с 5.412 GWh/d.
		не	2029	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 184,7 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	лупинг - 84 км., DN 700 ; Подмяна на 50 км. газопровод, DN 700; нов 9 MW ГТКА в КС Петрич; реверсиране на КС Ихтиман	Разширен вариант на проекта: Повишение на капацитета за пренос от Гърция към България: 69 GWh/d.
3	Проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Негру Вода /Кардам в посока от България към Румъния	да	2026	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 191,4 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	~ 61 км нов газопровод /лупинг, DN1200, реверсиране на КС Кардам и разширение на капацитета на системата ѝ за управление	Повишение на капацитета за пренос от България към Румъния: 137.2 GWh/d.
4	Проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион	не	2027	"Булгартрансгаз" ЕАД	~107,9 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	~ 73 км нови газопроводи, DN700 и DN500; Прилежащи технологични съоръжения	Газова инфраструктура с високо налягане – газопровод и прилежащи съоръжения

Забележка:

¹ Разширеният вариант на проекта надгражда основния вариант и очакваната стойност на инвестицията, новата инфраструктура и повишението на капацитета са в допълнение към основния вариант

ГАЗОПРЕНОСНА ИНФРАСТРУКТУРА НА Р. БЪЛГАРИЯ



ЛЕГЕНДА Газопреносна мрежа

- Газопреносна мрежа на Бугартрансгаз
- Газопроводно отклонение
- Газопроводно отклонение на трети страни
- Шелфи
- Планирани газопроводи
- Газопреносна мрежа на други оператори
- Планирани газопроводи на други оператори
- IBS Интерконектор България - Сърбия
- IGB Интерконектор България - Гърция
- Експлоатационен район
- КС - Компресорна станция
- Газохранилище
- Газохранилище - проект
- Кранов възел
- АГРС/ГРС/ГИС: Автоматична газорегулираща станция/ Газорегулираща станция/ Газозамерната станция
- Омекотители
- Точка на междусистемно свързване
- Точка на междусистемно свързване - трети страни
- Терминал за втечен природен газ
- Точка на междусистемно свързване - проект
- Терминал за втечен природен газ - проект