

**ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН
ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ
НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД
ЗА ПЕРИОДА 2026–2035 г.**

2026 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.....	20
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.....	36
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ	
ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	38
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	38
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	39
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА УСЛУГИ ПО ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ	
ИНФРАСТРУКТУРАТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД.....	41
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ	42
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА	
ЗА ПЕРИОДА 2026-2035 Г.	45
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА	
ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2026 – 2028 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО	
РЕШЕНИЕ	47
2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА	
ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2026 – 2035 Г. ПО ПРОЕКТИ С МЕЖДУНАРОДНО	
ЗНАЧЕНИЕ.....	49
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА	
ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2026 – 2035 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО	
ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	50
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2026 – 2035 г.....	51
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ.....	52
РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА	
ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В	
ПЕРИОДА 2026-2030 Г.	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	72
ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ	74
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

ВЕИ – възобновяеми енергийни източници

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

ГРС – газорегулираща станция

ГТД – газотурбинен двигател

ГХБ – „Газов хъб Балкан“ ЕАД

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

ЕС – Европейски съюз

ЗЕ – Закон за енергетиката

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

КЕП – крайно енергийно потребление

КС – компресорна станция

МЕ – Министерство на енергетиката

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

ПВИ - проекти от взаимен интерес

ПЕП – първично енергийно потребление

ПГХ – подземно газово хранилище

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

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

ПУП-ПП - подробен устройствен план – парцеларен план

ТАП/ТАР – Трансадриатически газопровод

ТАНАП/ТАНАР – Трансанадолски газопровод

ТЕЦ – топлоелектрическа централа

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

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

CINEA – Европейска изпълнителна агенция за климата, инфраструктурата и околната среда

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

IBS – Междусистемната газова връзка България – Сърбия

IEA – Международната агенция по енергетика

IGB – Междусистемна газова връзка Гърция-България

IP – Interconnection point, точка на междусистемно свързване

LNG – втечен природен газ

MPa – мегапаскал (единица мярка за налягане)

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

STSPs - стандартизирани краткосрочни продукти

TBA – To be announced, предстои да бъде обявено

W – ват (единица мярка за измерване на мощност)

ВЪВЕДЕНИЕ

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изготвен в изпълнение на чл. 81 г., ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ). Планът обхваща периода 2026 – 2035 г. и очертава визията за развитието на Дружеството в качеството му на независим преносен оператор и оператор на подземно газохранилище.

Визията за развитие кореспондира с основните европейски, регионални и национални приоритети, свързани с гарантиране на сигурността на доставките на природен газ, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка, изграждане на единен, свободен и конкурентен общоевропейски газов пазар, както и с подкрепата на декарбонизацията на икономиката и изпълнението на политиките на Европейския съюз (ЕС) в областта на климата и околната среда.

Приоритетните проекти и дейности на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2026 – 2035 г. са насочени към развитие, модернизация и разширение на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ. Тяхната реализация ще затвърди стратегическата роля на България в региона, ще допринесе за повишаване на диверсификацията и сигурността на доставките, ще създаде условия за разширяване на газификацията, както и за подпомагане на процесите по декарбонизация на енергетиката и икономиката.

В съответствие с целите за намаляване на въглеродните емисии, „Булгартрансгаз“ ЕАД планира проекти в областта на водорода за изграждане както на изцяло нова инфраструктура за пренос на чист водород, така и адаптиране на съществуващата газопреносна мрежа за транспортиране на водородно-газови смеси.

Десетгодишният план цели да осигури максимална прозрачност и информираност за бъдещите перспективи за развитие и проекти на Дружеството. В документа са анализирани тенденциите и факторите, които обосновават необходимостта от планираните инвестиции, както и индикативните срокове за тяхната реализация. По този начин се подпомагат пазарните участници и се улеснява вземането на дългосрочни инвестиционни решения.

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

Предвидените инвестиции ще стимулират 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 осигуряване на прозрачност и баланс между интересите на преносния оператор и пазарните субекти, Десетгодишният план 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 мрежите на газопреносните оператори служат като основа за изготвянето на общностните планове за развитие на мрежата в ЕС, разработвани 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. Едноличен собственик на капитала на дружеството е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, с принципал Министерство на енергетиката (МЕ).

С решение на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) „Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифицирано като независим преносен оператор на газопреносната система на Република 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 въз основа на положително становище на Европейската комисия от 22.04.2015 г.

С решението си КЕВР удостоверява изпълнението на критериите за сертифициране и изискванията за независимост, а именно:

- Управителният съвет на независимия преносен оператор е компетентният орган за вземане на решения, 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 самостоятелни решения по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката и развитието на преносната мрежа, включително управлението на газовите режими;
- Изпълнени са изискванията за професионална независимост на членовете на управителния орган и на членовете на надзорния орган на „Булгартрансгаз“ ЕАД;



- „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с всички необходими човешки, технически, физически и финансови ресурси за изпълнение на задълженията си по пренос и съхранение на природен газ;
- Дружеството разполага със собствена корпоративна идентичност, самостоятелни системи и оборудване за информационни технологии, самостоятелни помещения и системи за сигурност и контрол на достъпа, както и използване на различни външни изпълнители и консултанти за поддръжката им;
- При осъществяване на дейността си, независимият преносен оператор предоставя услуги по недискриминационен начин между различните ползватели на мрежата, като не допуска ограничаване, нарушаване или възпрепятстване на конкуренцията в производството или доставките на природен газ.

„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 услуги се предоставят при условията на равнопоставеност, прозрачност и недискриминационност.

В качеството си на национално отговорен комбиниран газов оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД гарантира сигурността на доставките и устойчивото развитие на газовия пазар в България и региона, при спазване на принципите на либерализиран и конкурентен пазар и в съответствие с обобщевропейската енергийна политика и приложимата регулаторна рамка. В рамките на Дружеството се осъществяват също 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, експлоатация и поддръжката на мрежата на съответната територия, както и ПГХ „Чирен“.



От своето създаване „Булгартрансгаз“ ЕАД последователно работи за повишаване качеството на предоставяните услуги, като едновременно с това подпомага и стимулира развитието на пазара на природен газ в България и региона. Дружеството реализира целенасочени инвестиции за повишаване на надеждността, сигурността и устойчивото развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ. В дейността си „Булгартрансгаз“ ЕАД прилага 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 „Номас“ 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 2025 г. е 27 656 GWh, като отбелязва лек спад от около 1% спрямо потреблението през 2024 г. (27 851 GWh).

По данни от общия енергиен баланс на Националния статистически институт за 2024 г., природният газ има дял от 13,5% в първичното енергийно потребление и 12,5% в крайното потребление на горива и енергия.

Делът на природния газ в енергийния баланс на страната остава под 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 потреблението на природен газ да продължи да нараства.

1.1.2. Основни източници на природен газ

Делът на вноса на природен газ в България през 2025 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 2025 г. около 0,1% 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 във все по-голяма степен разчитат на Южния и Вертикалния газов коридор, както и на терминалите за втечен природен газ в Югоизточна Европа, за осигуряване на доставки на природен газ.

През последните години „Булгартрансгаз“ ЕАД реализира 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 2024 г. и 2025 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	2024		2025	
		Количество, GWh	Относителен дял	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос по междусистемни входни точки	27 816	99,87%	27 631	99,91%
2	Природен газ от местен добив	35	0,13	25	0,09%
ОБЩО		27 851	100,0%	27 656	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 прекратяване на вноса в Европейския съюз на руски 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 снабдители и до лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, при цени и условия, одобрени от КЕВР;
- Търговци на природен газ – сключват сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, крайните снабдители, клиенти, други търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с комбинирания оператор;
- „Газов Хъб Балкан“ ЕАД 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 снабдители, както и други ползватели на газопреносната мрежа и търговци на природен газ.

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

В края на 2025 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 31.12.2025 г. е 167 715, от които 8 846 небитови и 158 869 битови клиенти. Броят на клиентите е нараснал с 3% за една година – от 162 663 през 2024 г. на 167 715 през 2025 г. Битовите клиенти са се увеличили с 3,1%, а небитовите клиенти с 3,2%.

„Газов Хъб Балкан“ ЕАД

Платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД (ГХБ) функционира от края на 2019 г. В резултат от дейността на Дружеството през последните шест 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). Продуктите на краткосрочния сегмент на ГХБ 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.

Търгуваните количества природен газ на краткосрочния сегмент на ГХБ през 2025 г. са в размер 16 453 692 MWh (увеличение с 2.08% спрямо изтъргуваните през 2024 г. количества в размер на 16 118 475 MWh). Общият брой реализирани сделки за 2025 г. е 52 336 бр. (или с 73.47% повече от тези за 2024 г., който е 30 170 бр.).

Важен фактор за повишената ликвидност е броят и активността на членовете - към м. февруари 2026 г. над 125 компании са членове на пазара на ГХБ, в т.ч. търговци на природен газ, добивни предприятия, „Булгартрансгаз“ ЕАД и други оператори на газопреносни мрежи. Голяма част от членовете на пазара са водещи български компании в областта на търговията с природен газ. Около 43% 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.

След 15 юли 2025 г. на анонимните сегменти на пазара на Газов Хъб Балкан функционират услуги по клиринг и сетълмент чрез централен контрагент – KELER CCP. Това води до пълно елиминиране на кредитния риск между търговските участници и значително повишава сигурността, прозрачността и доверието в борсовата търговия, като процесите са организирани в пълно съответствие с изискванията на EMIR. Въвеждането на централен клиринг представлява ключова стъпка към хармонизиране на дейността на ГХБ с утвърдените европейски борсови практики и допълнително подпомага интеграцията на българския газов пазар в единния пазар на ЕС.

Дейността на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД е изцяло съобразена с европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар и в подкрепа на плановете 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 2024 г. и 2025 г. са представени в таблицата:

№	Вид	Количество 2024 г. (MWh)	Относителен дял	Количество 2025 г. (MWh)	Относителен дял
1	Пренос на природен газ до изходни точки в страната	27 850 701	13,73%	27 655 910	12,43%
2	Пренос на природен газ до трансгранични точки със съседни държави	174 925 007	86,27%	194 874 041	87,57%
Общо:		202 775 708	100,00%	222 529 951	100,00%

През 2025 г. се отбелязва ръст от над 11% на количествата за пренос на природен газ до трансгранични точки със съседни държави и изходни точки в страната. Увеличеният пренос на газ за съседни държави се дължи на добрата междусистемна свързаност и осигурения достъп до алтернативни източници на природен газ чрез мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД, политиките за диверсификация на доставките на държавите в региона и нарастващата пазарна интеграция със съседните страни.

Съхранение на природен газ

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

Общо нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2025 г. за клиенти са в размер на 4 103 GWh, а запълнеността на хранилището в края на нагнетателния период е 5 880 GWh или 84%, като се има предвид реализираното увеличение на капацитета за съхранение на 650 млн м³, считано от 1 май 2025 г. Реално добитите количества за годината са 3 597 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 „Петрокелтик България“ ЕООД.

От 2004 г. „Петрокелтик 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 енергийна сигурност, конкурентоспособност 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 диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, както и за повишаване на енергийната сигурност в страната и региона.

С Решение № 15 на Министерския съвет от 14.01.2026 г. е одобрено участието на „БЕХ“ ЕАД с 10% дял, съвместно с „ОМВ Офшор България“ и „НюМед Енерджи Балкан Лимитед“, в реализацията на проекта на търсене и проучване на нефт и природен в площта „Блок 1-21 Хан Аспарух“, разположена в изключителната икономическа зона на Република България. В този контекст следва да се отчете и потенциалът за развитие на местния добив на природен газ в българската акватория на Черно море.

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. Той има значителна роля като преходно гориво в процеса на декарбонизация и преход към нисковъглеродна енергетика и икономика. Разширяването на употребата на природния газ в България създава условия за съществено намаляване на въглеродните емисии чрез заместване на по-въглеродно интензивни горива и чрез прилагане на съвременни високоефективни технологии, базирани на природен газ.

През следващите години се очаква повишаване на потреблението на природен газ в страната, включително вследствие на развитието на нови газови електрогенериращи мощности. В условията на ускорен енергиен преход и увеличаващ се дял на производството от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ), природният газ се утвърждава като ключово преходно гориво, осигуряващо необходимата гъвкавост и надеждност на електроенергийната система.

Развитието на нови високоефективни генериращи мощности, използващи природен газ, създава предпоставки за устойчив ръст на вътрешното търсене, като едновременно с това подпомага балансирането на променливото производство от ВЕИ и повишава устойчивостта на енергийната система.

В съседни страни от Югоизточна Европа вече се утвърждава тенденция за нарастване на потреблението на природен газ от електрогенериращи мощности в отговор на необходимостта от надеждни и гъвкави производствени капацитети, които подпомогнат интеграцията на ВЕИ и гарантират сигурността на електроенергийните системи.

Политиката на „Булгартрансгаз“ е насочена към адаптиране и реализиране 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. 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 подобри 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.

В изпълнение на целите на Меморандума за Вертикалния газов коридор, както и предвид политиките на Европейския съюз за гарантиране сигурността на доставките и подобряване на диверсификацията, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява следните проекти за повишаване на капацитета за пренос на природен газ:

- 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, с прогнозен срок за въвеждане в експлоатация през второ тримесечие на 2026 г.;
- 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, с прогнозен срок за въвеждане в експлоатация през трето тримесечие на 2026 г.

При наличие на съответния обвързващ 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 изброените проекти 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.

Предвид повишеното търсене на капацитет в направление север-юг, се наблюдава тенденция на нарастваща утилизация на наличния преносен капацитет на IP Негру Вода 1/Кардам. Повишеният интерес от страна на пазарните участници кореспондира на нарастващите трансгранични потоци на природен газ и обуславя реалната необходимост от разширяване на техническите възможности на газопреносната инфраструктура.

Тази тенденция подчертава ролята на българската газопреносна система като ключов елемент в регионалния пренос и интеграцията на газовите пазари и пряко кореспондира с реализацията на проектите по Вертикалния коридор. Това създава устойчиви условия за осигуряване на надеждни газови потоци от сигурни, разнообразни източници, както към пазарите в Румъния, Унгария и Централна Европа, така и към Молдова и Украйна, като едновременно с това повишава сигурността на доставките и подобрява нивата на диверсификация и пазарна интеграция в региона.

Считано от 2024 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД е страна по Меморандум за разбирателство във връзка с хармонизиране на изискванията за качество на газа в рамките на CESEC, заедно с още 9 оператора на газопреносни системи, сред които участници в инициативата за Вертикалния коридор. Унифицирането на изискванията за качеството на газа от всички оператори в региона ще подобри значително условията за свободен трансграничен пренос на природен газ, пазарната интеграция и ще допринесе за сигурността на доставките за страните от региона на CESEC и подобряване на ликвидността и конкурентоспособността на европейските пазари.

„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.

В резултат на въвеждането в експлоатация на преносния газопровод и компресорната станция заедно с прилежащите технически съоръжения, считано от 1 май 2025 г. капацитетът за съхранение на ПГХ „Чирен“ беше увеличен със 100 млн. м³ до общо 650 млн. м³. Капацитетът за съхранение ще бъде увеличаван поетапно, успоредно с изграждането на новия сондажен фонд. Целевите параметри на разширението ще бъдат постигнати поетапно, при съобразяване с потвърдения интерес от страна на пазара.

„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, като значителна част от него преминава и през българската преносна система. Българското участие в проекта има стратегическо значение за диверсификацията и сигурността на енергийните доставки за България и страните в региона. Терминалът е от ключово значение за изпълнение на европейските приоритети в областта на енергийната сигурност и гарантиране на достъп до диверсифицирани доставки на втечен природен газ от надеждни източници за региона на Югоизточна Европа.

В този контекст „Булгартрансгаз“ ЕАД анализира възможностите за акционерно участие и в друг проект за нов LNG терминал в Гърция, което би допринесло за по-нататъшна диверсификация на източниците на природен газ и за укрепване на енергийната сигурност както на България, така и на региона.

Природният газ ще продължи да играе съществена роля като преходно гориво за постигане на целите 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 (до 10% об.) и за изграждане на изцяло водородна инфраструктура на територията на България. Описаните перспективи формират 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 регионална пазарна интеграция.

Прегледът на пазарите на природен газ в съседните страни очертава основните тенденции за развитие в условията на засилена диверсификация на източниците и прогнози за нарастващо търсене.

2.1 Гърция



Газова инфраструктура в Гърция. Източник: ENTSG

Потреблението на природен газ в Гърция през 2025 г. възлиза на 6,5 млрд. м³, като отбелязва значителен ръст от около 5% спрямо 2024 г. (6,2 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.

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 в Александруполис, в който „Булгартрансгаз“ ЕАД е акционер с 20% от капитала на „Gastrade“ S.A. Терминалът в Ревитуса разполага с годишен капацитет за регазификация до 7 млрд. м³. Капацитетът на терминала в Александруполис е 5,5 млрд. м³ годишно.

В рамките на плана REPowerEU, ЕС превизда ускорено разширяване на инфраструктурата за внос на втечен природен газ (LNG) с цел пълно преустановяване на вноса на руски газ до 30 септември 2027 г. В този контекст, както и с оглед изпълнението на стратегическите проекти по Вертикалния газов коридор, се предвижда изграждането в краткосрочен план на поне един нов терминал в региона.

Планираната LNG инфраструктура в Гърция:

Име на съоръжението	Година на въвеждане в експлоатация	Тип	Оператор	Капацитет за регазификация (млрд. м ³ годишно)
Dioriga Gas FSRU	TBA	Плаващ	Dioriga Gas	4
Thrace LNG	TBA	Плаващ	Gastrade	5,5
Argo FSRU	2027	Наземен	Medgas	5,2
Thessaloniki FSRU	2029	Плаващ	Elpedison	4,8

При реализация на планираните нови LNG терминали в страната общият капацитет за регазификация ще достигне над 30 млрд. куб. м/г.

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. Газопреносният оператор „Ай Си Джи Би“ АД планира проект за увеличаване на общия технически капацитет на IGB до 5 млрд. м³/г.

Трансадриатически газопровод (TAP)

Трансадриатическият газопровод (TAP) с дължина от 877 км е част от Южния газов коридор, транспортиращ природен газ до Европа от находището Шах Дениз II в Азербайджан.

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.

Настоящият технически капацитет на газопровода е 10 млрд. м³/г., с възможност за увеличаване до 20 млрд. м³/г. От въвеждането му в експлоатация чрез TAP към европейските пазари са доставени над 50 млрд. м³ природен газ, от които над 3,2 млрд. м³ за България. Считано от 01.01.2026 г., в резултат на реализацията на първия етап за разширение, техническият капацитет за пренос на TAP е увеличен с 1,2 млрд. м³/г.

България разполага с осигурена свързаност с TAP по две независими трасета - чрез газопреносната мрежа на DESFA S.A. и чрез IGB. По този начин се осигурява достъп до

каспийски природен газ, което допринася за диверсификация на източниците и сигурността на доставките за региона.

EastMed-Poseidon

Проектът предвижда изграждане на приблизително 2 100 км тръбопроводи за директно свързване на енергийните ресурси на Източното Средиземноморие с европейските пазари през Кипър, Гърция и Италия.

Първоначалният капацитет за пренос възлиза на 12 млрд. м³ годишно, с възможност за последващо разширение до 20 млрд. м³, като инфраструктурата ще бъде изцяло съвместима за пренос на водород. Предвижда се формирането на коридор за доставка на водород към ЕС от Израел, Кипър, Югоизточна Европа, Близкия изток и Северна Африка.

2.2 Турция



Газова инфраструктура в Турция. Източник: ENTSG

Потреблението на природен газ в Турция през 2025 г. възлиза на около 58,3 млрд. м³, което представлява увеличение с приблизително 9,4% спрямо 2024 г. (53,3 млрд. м³).

През зимния период пиковото потребление в страната достига около 300 млн. м³ на ден. Очаква се през следващите години търсенето на природен газ да продължи да нараства, поради растежа на икономиката и увеличаване на населението на страната. Природният газ заема най-голям дял в общото крайно потребление на енергия на домакинствата, както и значителен дял в производството на електрическа енергия.

Потреблението в страната се осигурява главно от внос от Русия, Azerbaidzhan, Iran и Алжир по дългосрочни договори, като усилията са насочени към диверсификация на източниците, в резултат на което през следващите години се очаква нарастване на дела на доставките от европейски и американски компании.

През 2024 г. и 2025 г. турската компания BOTAS S.A. сключи средносрочни и дългосрочни договори за доставка на допълнителни количества LNG с водещи международни компании като ExxonMobil, Shell, Total Energies, ENI, SEFE, Mercuria, Woodside Energy, BP и други, във връзка с изтичането на част от дългосрочните договори за доставка на

природен газ с Русия с Иран.

Към момента търсенето на природен газ в Турция се задоволява основно чрез внос, като се отчита и нарастващ дял на местния добив. С оглед стартиралата експлоатация на новооткрити офшорни газови находища със значителни запаси се очаква през следващите години местният добив в страната да продължи да нараства.

През 2025 г. е отчетен ръст на местния добив на природен газ от 39%, достигайки 3,2 млрд. м³, основно в резултат на увеличения добив от находището Sakarya в Черно море, чиито запаси се оценяват на 710 млрд. м³. Вследствие на успешната реализация на Фаза 1 от разработката на газовото находище, дневният добив достига около 9.5 млн. м³. Планира се изпълнението на Фаза 2, която ще позволи удвояване на добивния капацитет, като се очаква добитите количества да задоволяват около 30% от търсенето на природен газ в страната.

Турция разполага със значителни запаси от природен газ в акваторията на Черно море, като към момента общо доказаните залежи възлизат на приблизително 785 млрд. м³, концентрирани в находищата Sakarya и Göktepe-3.

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. С последващи инвестиции се предвижда поетапното увеличаване на капацитета до 24 млрд. м³, а в по-дългосрочен план - до 32 млрд. м³.

Турция разполага с пет терминала за втечен природен газ (три плаващи и два наземни) с общ капацитет за регазификация около 56 млрд. м³ газ годишно, като за част от тях се предвижда разширение в следващите години. Планира се и изграждането на нови плаващи съоръжения за съхранение и регазификация на LNG в провинция Хатай и Средиземноморското крайбрежие. Очаква се през следващите години общият капацитет на страната да достигне до около 73 млрд. м³.

LNG инфраструктура в Турция:

Име на съоръжението	Тип	Оператор	Капацитет за регазификация (млрд. м ³ годишно)
Marmara Ereğlisi LNG Terminal	Наземен	BOTAS	13,5
Aliaga Izmir LNG Terminal	Наземен	EgeGaz	14,6
Etki LNG Terminal (TURQUOISE P)	Плаващ	Etki Liman	7,30
FSRU Dörtüol (Ertuğrul Gazi)	Плаващ	BOTAS	10,2
FSRU Gulf of Saros	Плаващ	BOTAS	10,2

Делът на LNG във вноса на природен газ в Турция за 2025 г. възлиза на 28,7% и е в размер на 16,6 млрд. м³. Основните доставки на LNG в страната се осъществяват от Алжир, САЩ, Нигерия, Египет и други държави.

Газопреносните системи на „Булгатрансгаз“ ЕАД и турския оператор BOTAS S.A. са

свързани в IP Странджа/Малкочлар, чрез която се осигурява достъп до различни източници на природен газ - добив от местни находища, доставки от Азербайджан и Иран, както и до глобалния пазар на втечен газ посредством терминалите за регазификация в Турция.

2.3 Румъния



Газова инфраструктура в Румъния. Източник: ENTSG

Потреблението на природен газ в страната през 2025 г. възлиза на 10 млрд. м³, като отбелязва ръст от около 10% на годишна база спрямо 2024 г. (9 млрд. м³). Подземното съхранение на газ се осигурява чрез шест подземни хранилища с общ активен капацитет от 3,2 млрд м³.

Румъния активно развива местния си добив на природен газ с цел намаляване на зависимостта от внос и повишаване на енергийната сигурност. Очаква се през следващите години местният добив в страната да продължи да нараства, достигайки до 18-20 млрд. м³ през 2027 г., основно в резултат на реализацията на проекта Neptun Deep в Черно море. Първият добив от находището се предвижда през 2027 г., като залежите му се оценяват на до 100 млрд. м³.

Румъния реализира проект за разширяване на ПГХ Depomures. Първа фаза на проекта

предвижда увеличение на капацитета за съхранение до 400 млн. м³, с прогнозен срок за въвеждане в експлоатация през 2026 г. Втора фаза включва допълнително увеличение на капацитета за съхранение до 600 млн. м³.

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 трето тримесечие 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 Csánádpalota и в посока от Румъния към Украйна в IP Isaccea/Orlovka. Реализацията им ще допринесе за подобряване на диверсификацията и повишаване на сигурността на доставките на страните от Централна и Източна Европа.

Румъния и Сърбия имат подписан Меморандум за разбирателство за изграждане на междусистемна газова връзка с двупосочен пренос на природен газ и капацитет от 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 2025 г. възлиза на около 380 млн. м³, което е ръст с над 20% на годишна база в сравнение с 2024 г. (310 млн. м³).

На територията на страната „Номагас“ АД Скопие извършва дейностите по пренос и управление на преносната система за природен газ. Съществуващата газопреносна инфраструктура с високо налягане захранва основно района на гр. Скопие. Пазарът на природен газ е в процес на развитие, като към настоящия момент потреблението е концентрирано 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 Р Северна Македония прогнозира съществен ръст на потреблението на природен газ през следващите години в резултат от изграждането и въвеждането в експлоатация на нови ко-генериращи мощности за производство на електрическа и топлинна енергия (CHP), както и поэтапната реализация на националния проект „Газификация на Република Северна Македония“.

Р Северна Македония и Албания имат сключен меморандум за разбирателство 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. В процес на реализация е проект за повишаване на капацитета за пренос в IP Кулата/Сидирокастро в посока от Гърция към България, който ще позволи увеличаване на капацитета за пренос в IP Кюстендил/Жидилово в посока от България към Северна Македония с 5.383 GWh/d.

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

През м. юли 2025 г. стартира изграждането 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 прогнозният срок за въвеждане в търговска експлоатация е през 2027 г.

„Номагас“ АД и Srbijagas са подписали Меморандум за сътрудничество за изграждане на междусистемна газова връзка между Р Северна Македония и Р Сърбия. Проектът предвижда изграждането на газопровод с обща дължина от 70 км, от които 47 км на територията на Сърбия и 23 на територията на Р Северна Македония. Първоначалният технически капацитет ще бъде 1,5 млрд. м³/г. с възможност за двупосочен пренос, като прогнозният срок за въвеждане в експлоатация е 2028 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 на източниците и сигурността на доставките за страната.

2.5 Сърбия



Газова инфраструктура в Сърбия. Източник: ENTSG

През 2025 г. потреблението на природен газ в Сърбия е в размер на 3,18 млрд. м³, което е ръст с над 11% на годишна база в сравнение с 2024 (2,86 млрд. м³). Добив на природен газ в Сърбия се осъществява в района на Войводина от компанията „Naftna Industrija Srbije“. Поради ограничения местен добив потреблението на природен газ в Сърбия се осигурява чрез внос през газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

ПГХ „Банатски двор“ е единственото газохранилище на територията на Сърбия, което разполага с капацитет за съхранение от 450 млн. м³. В процес на реализация е проект

за разширение на газохранилището до 750 млн. м³.

Съгласно дългосрочните планове на Сърбия за развитие на енергийния сектор е предвидено допълнително разширение на ПГХ „Банатски двор“, както и изграждането на нови газохранилища, в т.ч. газохранилище в района на Тилва с проектен капацитет от 300 млн. м³, с цел гарантиране на сигурността на доставките.

Сърбия и Азербайджан имат сключено споразумение за доставки на до 400 млн. м³ природен газ годишно до 2026 г., като се предвижда увеличаване на договорените количества до 1 млрд. м³ годишно, считано от 2027 г.

Srbijagas и Transgaz S.A. имат подписан Меморандум за разбирателство за изграждането на газова връзка за двупосочен пренос между Сърбия и Румъния, която е с капацитет от 1,6 млрд. м³/г. Прогнозният срок за въвеждане в експлоатация на проекта е 2028 г.

Продължава активното сътрудничество между Сърбия и Унгария в областта на енергетиката, включително по отношение на съхранението на природен газ в унгарските газохранилища.

2.6 Текущо състояние, пазарен потенциал и перспективи за развитие

Според данните на Международната агенция по енергетика (IEA), световното потребление на природен газ през 2025 г. е нараснало с около 1% спрямо 2024 г., достигайки приблизително 4,3 трилиона м³. Регистрираният ръст се дължи основно на повишеното търсене в Европа и Северна Америка. През 2026 г. се очаква световното потребление на природен газ да нарасне с около 2% и да достигне нова рекордна стойност, основно в резултат от нарастващото търсене на газ на бързо развиващите се азиатски пазари.

Съгласно данни на Eurostat през 2025 г. потреблението на газ в ЕС отчита ръст от 1,8 % в сравнение с 2024 г. и достига до 340 млрд. м³.

Вносът на LNG продължава да заема значител дял от общия внос на природен газ в ЕС. Съгласно данни на Eurostat през 2025 г. вносът на LNG се равнява на 43% от общия внос на природен газ и достига до 146,4 млрд. м³. Основните доставчици на LNG за европейските пазари са САЩ (55,1 млрд. м³), Алжир (23,2 млрд. м³), Русия (12,6 млрд. м³), Катар (9,7 млрд. м³) и Нигерия (14,6 млрд. м³).

През 2025 г. делът на вноса на руски газ за ЕС се равнява на около 12% 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.

На 02.02.2026 г. влезе в сила Регламент (ЕС) 2026/261 за постепенно прекратяване на вноса на руски природен газ и за подготвяне на постепенното прекратяване на вноса на руски нефт, за подобряване на мониторинга на възможната енергийна зависимост. Регламентът въвежда поетапна забрана за внос на руски природен газ, насочена към укрепване на енергийната сигурност и повишаване на енергийната независимост на ЕС.

ЕС увеличава вноса си на природен газ от различни източници като Норвегия, САЩ, Северна Африка, Азербайджан, Алжир, Катар, Великобритания и други алтернативни доставчици. През 2025 г. внесените количества от Норвегия и САЩ г. достигат до 147,2

млрд. м³, което представлява приблизително 43% от общия внос на газ в ЕС. Общите количества природен газ, внесени от Норвегия, възлизат на 92,1 млрд. м³, а от САЩ - на 55,1 млрд. м³.

В концепцията за повишаване на енергийната сигурност на ЕС е заложено увеличение на снабдяването на страните членки с LNG чрез изграждането на инфраструктура, 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 стратегическата цел за преустановяване на зависимостта на ЕС от руски енергоизточници. Реализацията на проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с положителен трансграничен ефект ще доведат до повишаване на капацитетите за пренос на газ от Гърция към България, както и от България към страните от региона. Увеличението на техническия капацитет на IP Негру Вода/Кардам е от ключово значение за обезпечаването на нарастващите трансгранични потоци в направление юг-север и за осигуряване на достъп на регионалните пазари до диверсифицирани източници на доставка.

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ е в синергия с LNG терминала край Александрополис, 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.

В резултат на въвеждането в експлоатация на преносния газопровод и компресорната станция и всичките ѝ прилежащи технически съоръжения, считано от 1 май 2025 г. капацитетът за съхранение на ПГХ „Чирен“ беше увеличен със 100 млн. м³ до общо 650 млн. м³. Капацитетът за съхранение ще бъде увеличаван поетапно, успоредно с изграждането на новия сондажен фонд. 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) ще бъдат постигнати поетапно, при съобразяване с потвърдения интерес от страна на пазара.

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 нарастващи количества природен газ от разнообразни и независими източници. Ще бъдат създадени благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост, както и предпоставки за увеличаване на търгуваните обеми газ на свободен принцип на газовите борси.

Предвид тенденциите на ЕС за постигане на декарбонизация на енергийния сектор и реализиране на индикативните климатични цели до 2030 г. и 2050 г., на европейско и регионално ниво са в ход дейности по отношение на улесняване на навлизането на възобновяеми и нисковъглеродни газове, включително водород. Като отговорна компания „Булгартрансгаз“ ЕАД приветства плановете на Европейския съюз за декарбонизация на енергийния и промишления сектори 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 01.12.2025 г. беше публикуван вторият 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 235 трансгранични енергийни проекта, които допринасят за укрепване на енергийната свързаност и за постигането на целите на Съюза в областта на енергетиката и климата до 2030 г. и 2050 г. Следните два проекта на „Булгартрансгаз“ ЕАД са включени в списъка:

- Проектът за изграждане на водородопреносна инфраструктура (фаза 1) 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;
- Проектът SmartSwitch – съвместен проект на „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA в категория „интелигентни газопреносни мрежи“, който има за цел надграждане на съществуващите българска и гръцка газопреносни системи за интегриране на водород до 10% в мрежите. Проектът е включен в списъка под номер 14.3 SmartSwitch – Смарт надграждане на съществуващите гръцка и българска газопреносни мрежи за интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове.



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 2025 г. е 31 759 GWh и спрямо предходната година е нараснал с 2%.

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 (27 656 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (31 759 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 2025 г. са 194,874 TWh или с 11% повече в сравнение с 2024 г. (174,925 TWh). Пренесените количества задоволяват 100% от потреблението в Р Северна Македония и значителна част от потреблението на Гърция и Сърбия.

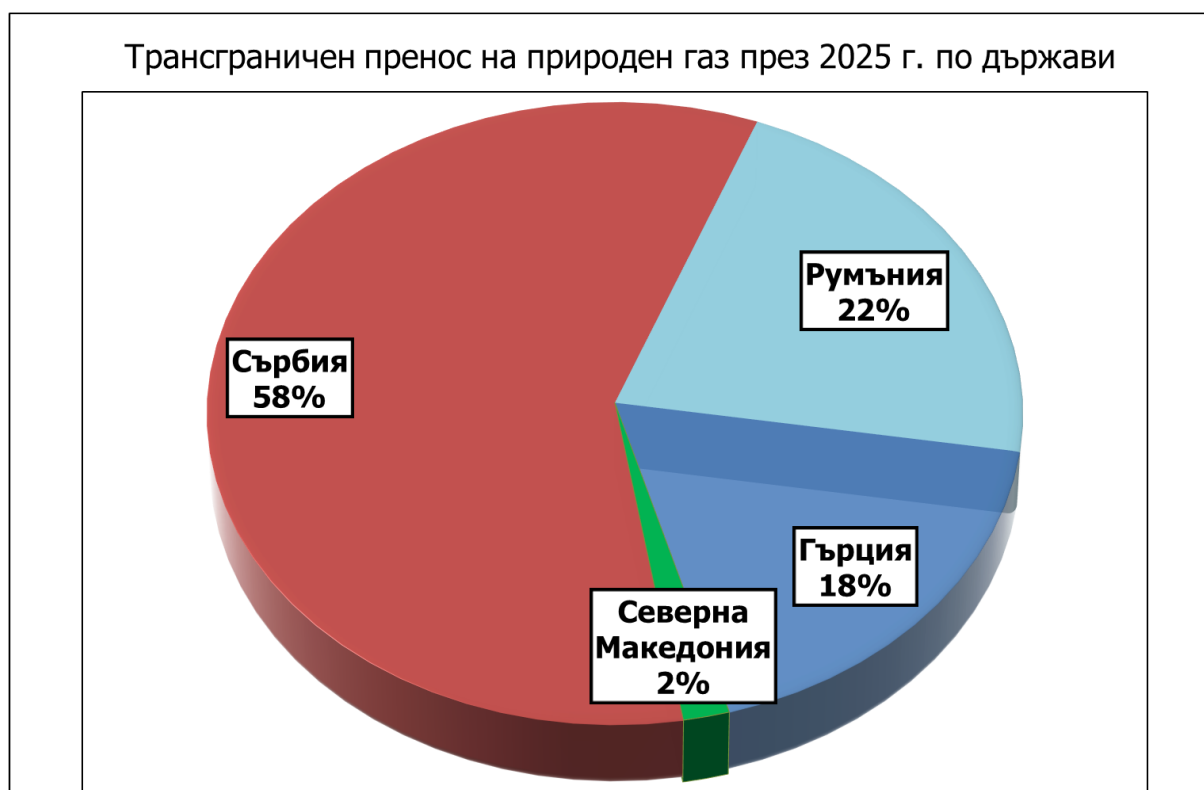
Очаква се в следващите години, с реализацията на новите проекти за междусистемна свързаност, повишаване на техническия капацитет за пренос и други приоритетни проекти в региона, да се увеличат пренесените количества природен газ и те да превишат досегашните нива.

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 2016-2025 г. е представен по държави в следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2025 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 студентите 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 Александрополис, 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 2024 г. са нагнетени 3 295 GWh природен газ и са добити 3 825 GWh, а през 2025 г. са нагнетени 4 103 GWh природен газ и са добити 3 591 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 2024 г. и 2025 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2024 г.		2025 г.		2024 г.		2025 г.	
	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³	GWh	хил. м³
Януари	853,685	79 533	1 059,481	98 878	0,000	0	0,000	0
Февруари	687,181	64 283	1 033,730	96 385	0,000	0	0,000	0
Март	709,431	66 270	218,721	20 365	0,000	0	0,000	0
Април	2,549	239	226,059	21 068	0,000	0	21,621	2 015
Май	0,000	0	0,000	0	812,704	76 025	675,849	62 987
Юни	0,000	0	0,000	0	784,134	72 404	510,566	47 144
Юли	0,000	0	0,000	0	681,104	62 833	779,827	72 073
Август	0,000	0	0,000	0	301,929	27 828	997,160	91 820
Септември	0,000	0	0,000	0	353,728	32 874	878,873	81 377
Октомври	0,000	0	0,000	0	361,564	33 618	239,219	22 170



Добити и нагнетени количества природен газ през 2024 г. и 2025 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2024 г.		2025 г.		2024 г.		2025 г.	
Ноември	644,914	59 742	214,356	19 885	0	0	0	0
Декември	927,681	86 256	845,064	78 684	0	0	0	0
Общо:	3 825	356 323	3 597	335 265	3 295	305 581	4 103	379 585

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 и са направени следните основни допускания:

- Устойчив икономически растеж;
- 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 България и страните в региона.

Прогнозите за потреблението на природен газ в България и очакваните пикови дневни нива на търсене през зимните месеци, са представени на графиките:

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

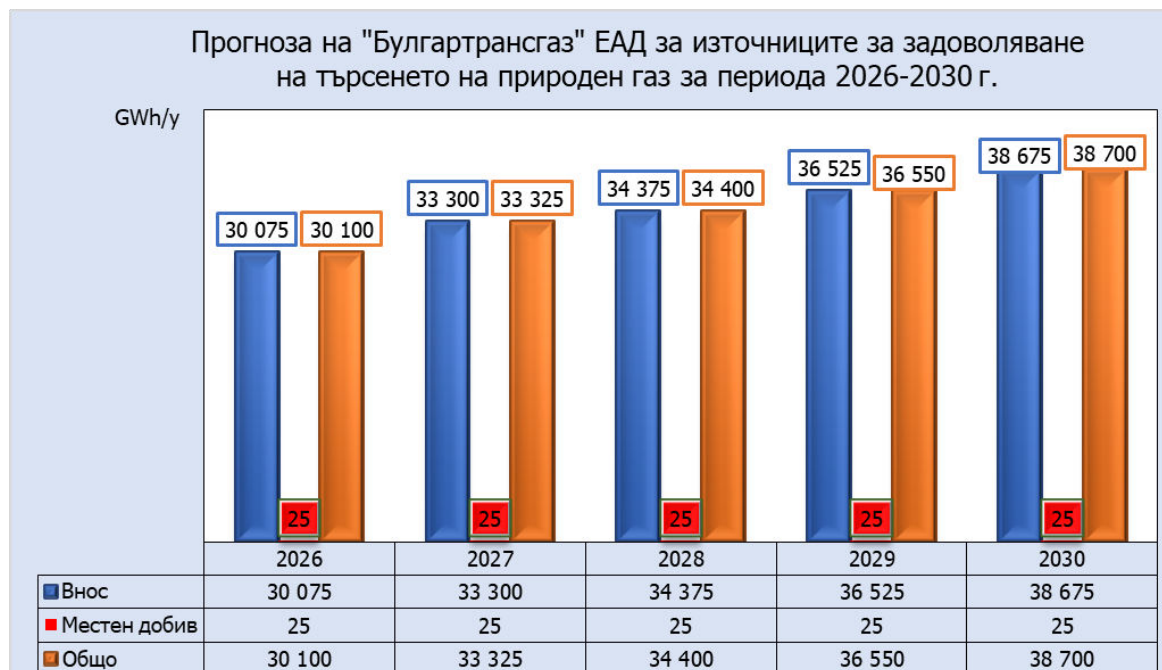


2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2025 г. необходимостите от природен газ за потребление в страната са осигурени, както следва:

- Внос – 27 631 GWh (99,91%);
- Местен добив – 25 GWh (0,09%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ в страната за периода 2026-2030 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

Вността на природен газ се осъществява чрез доставки от диверсифицирани източници и по различни маршрути, в резултат от реализацията на нови инфраструктурни проекти, както и от откриването и разработването на нови газови находища. Наблюдава се устойчива тенденция към диверсификация на доставките на природен газ както за България, така и за съседните страни в региона.

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

- Нарастващи обеми на природен газ от Южния газов коридор - Каспийския регион, Близкия Изток и Източното Средиземноморие;
- Увеличаващи се доставки на LNG от разнообразни източници чрез терминалите в Гърция и Турция, включително планове за увеличаване на капацитета на съществуващите терминали, както и изграждането на нови съоръжения;
- Доставки на природен газ от хъбовете в Западна и Централна Европа;
- Местен добив на природен газ в страните от региона.

2.2. Местен добив

През 2026 г. местният добив се очаква да остане незначителен. Следва да се отчете, че с оглед на текущите дейности по търсене и проучване на природен газ в блокове „Хан Тервел“ и „Хан Аспарух“ в акваторията на Черно море, при положителни резултати от проучвателните дейности през следващите години може да се очаква съществено увеличение на местния добив на природен газ.

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;
- реализация на проектите по Вертикалния коридор за повишаване на капацитетите за пренос в точки на междусистемно свързване;
- утилизация на свободните капацитетни възможности на газопреносната система която дружеството оперира, резултат от повишено предлагане на втечен природен газ в чрез терминалите в региона;
- ускорената диверсификация на източниците на природен газ в региона на Югоизточна Европа;
- реализацията на проекти за нови LNG терминали в региона и увеличението на дела на LNG в общия енергиен микс;
- изпълнението на Регламент (ЕС) 2026/261 за постепенно прекратяване на вноса на руски природен газ и за подготвяне на постепенното прекратяване на вноса на руски нефт, за подобряване на мониторинга на възможната енергийна зависимост;
- поетапно увеличение на капацитета на ПГХ „Чирен“, в резултат на реализация на проекта за разширение на газохранилището;
- 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 2026 – 2030 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 2026-2030 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:

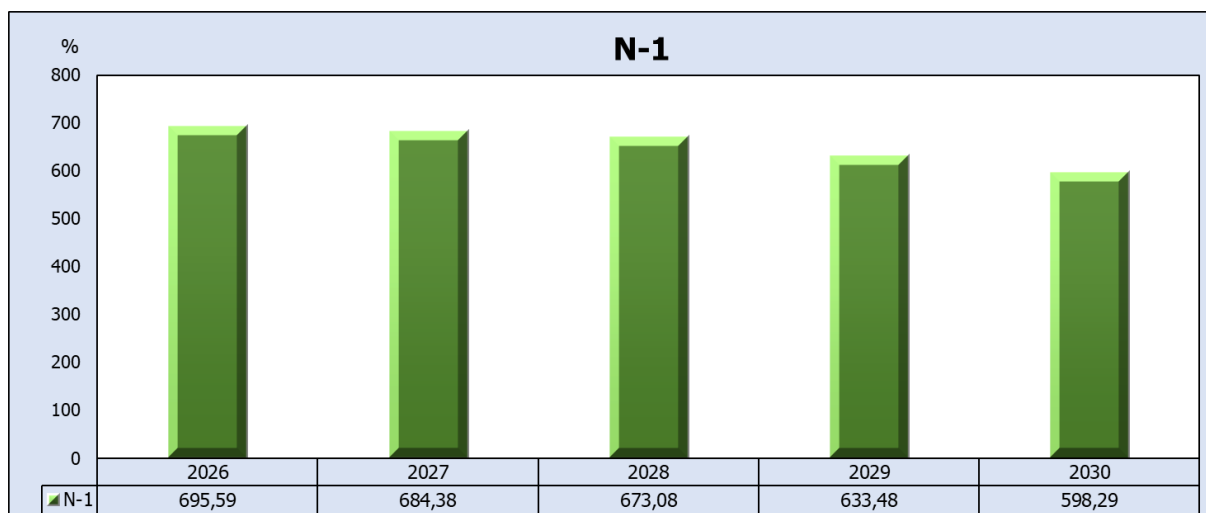
$$N-1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100$$

Където:

EP1	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар
EP2	Технически капацитет на IP Негру вода 1/Кардам
EP3	Технически капацитет на IP Калотина/Димитровград
EP4	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро
EP5	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево
EP6	Технически капацитет на IP Стара Загора
EP7	Технически капацитет на IP Киреево/Зайчар
EP8	Технически капацитет на IP Странджа/Малкочлар
LNGm	Максимален технически капацитет на съоръженията за LNG
Smax	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен
Pmax	Национален добив на газ – максимален възможен добив
Dmax	Национално потребление – пиково дневно потребление
I_{max}=EP1	Най-голямата единична газова инфраструктура – IP Странджа 2/Малкочлар

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	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	EP7	EP8	Dmax	LNGmax	Ep1=Imax	N-1
mcm/d													%
2026	0,01	5,00	20,27	0,72	6,12	4,20	11,26	32,00	11,00	13,02	0,00	54,60	695,59
2027	0,01	6,50	20,27	0,72	9,37	4,20	14,60	32,00	11,00	14,42	0,00	54,60	684,38
2028	0,01	8,00	20,27	0,72	9,37	4,20	14,60	32,00	11,00	14,88	0,00	54,60	673,08
2029	0,01	8,00	20,27	0,72	9,37	4,20	14,60	32,00	11,00	15,81	0,00	54,60	633,48
2030	0,01	8,00	20,27	0,72	9,37	4,20	14,60	32,00	11,00	16,74	0,00	54,60	598,29



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 2026-2035 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 2026-2035 г.

Предвидените за периода 2026-2035 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните 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 (2026–2035 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 2026–2028 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 2026–2035 г. – Таблица 2;
- Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ и водород в периода 2026–2035 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 2026 – 2028 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 2026–2028 г., в окрупнен вид, са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2026 г. или се планира да завърши след 2028 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 2026 – 2028 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. евро (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2026-2028 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	2028	3 380
Подмяна на ОРУ 110 kV в КС Полски Сеновец и в КС Вълчи дол	2026-2028	7 925
2. Инвестиции на съществуващи АГРС и ГРС		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС и ГРС: АГРС "Кубрат" - ново външно ел. захранване, АГРС Септември - доставка и монтаж на хидравлични разделители,	2026-2028	33
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; Реконструкция на ОС Вълчи дол-юг (пускова камера и обвръзка) Ду 700; Реконструкция на ОС Вълчи дол-север - прием Ду1000; Подмяна на кранови възли "Б1" и "7Б" от обвръзката на КС "Вълчи дол"	2026-2028	112 459
4. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.		

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2026 – 2028 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. евро (без ДДС)
Реконструкция на защитни съоръжения; Възстановяване на земното покритие на газопроводи за Гърция в землището на с. Драгодан, общ. Бобошево, Реконструкция на очистни съоръжения: ОС "Одринци" и ОС "Лозенец" на ТГ-2 Ду 1200; Обвръзка 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; Основен ремонт на два броя газотурбинни двигатели (ГТД) тип MARS 90 в КС Лозенец и КС Петрич; 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	2026-2027	14 209
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 преносен газопровод DN700 за Гърция в участъка при пресичане на българо – гръцката граница; Подмяна на участък Ду 1000 на Транзитен газопровод от КС "Лозенец" до границата с Р Турция	2026-2027	37 878
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, Разград и Пловдив; АГРС Перник	2026 – 2028	2 411
2. Съхранение на природен газ		
Сондаж за реинжектиране на попълно добити пластови води и реконструкция на водопровод за отвеждането от ПГХ "Чирен"	2026-2027	8 001
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2026 – 2028 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. евро (без ДДС)
Оптични кабелни линии от ГРС Перник до ОС "Нови Искър", в т.ч. отклонение до Централно управление на "Булгартрансгаз" ЕАД, от ОС "Нови Искър" до НУП "Кремиковци", "АГРС Разград 1 - з. Гороцвет	2026-2028	2 646
Нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопреносната мрежа на "Булгартрансгаз" ЕАД	2026-2027	11 045
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	2026-2028	153

2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2026 – 2035 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 2026 – 2035 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. евро (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 – сондажен фонд	2026 - 2027	127 196
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.:	2026	142 350
2.1. Лупинг от Кулата до Кресна;		26 619
2.2. ПГ от Пиперево до Перник;		40 773
2.3. Лупинг от Рупча до Ветрино;		70 925

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“.

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2026 – 2035 г. по окрупнени обекти	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията хил. евро (без ДДС)
2.4. КС "Кардам" - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление.		4 033

Средствата по позиция 1 представляват стойността на оставащите разходи по сключен договор за археологическо наблюдение и прогнозни стойности за разходи за проектиране и изграждане, авторски надзор, строителен надзор, обезщетения и такси за сондажния фонд. 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 2026 – 2035 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 2026 – 2035 г., за които не е взето инвестиционно решение	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията, хил. евро (без ДДС)
1. Инфраструктура по Лицензия № Л-214-09 от 29.11.2006 г.		
1.1. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“	2026	26
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, Севлиево и Исперих	2026-2028	4 854
2.2. Преносен газопровод с АГРС до Банско и Разлог	2027-2030	22 315
2.3. Довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион	2026-2027	107 929
2.4. АГРС Дерманци - за Газопроводно отклонение Луковит, ГО с АГРС за гр. Хисаря и гр. Сопот	2026	46
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	2027-2030	443 209

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос на природен газ в периода 2026 – 2035 г., за които не е взето инвестиционно решение	Период на планираните средства	Очакван размер на инвестицията, хил. евро (без ДДС)
4. Проекти с водородна насоченост		
4.1. Ретрофитинг на съществуващата газопреносна инфраструктура за работа с до 10% водород	2026-2029	438 485
4.2. Водородопреносна инфраструктура в България Фаза 1 (250 км трасе и 2 бр. КС)	2026-2032	860 041
4.3. Водородопреносна инфраструктура в България Фаза 2 (330 км трасе и 3 бр. КС)	2027-2032	1 152 000

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

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2026 – 2035 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2026-2035 г. **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 (2026-2028 г.), включваща инвестиционни дейности, за които е взето окончателно инвестиционно решение

Таблица 4

в хил. евро без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2026 г.	Общо 2027 г.	Общо 2028 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	257 602	210 447	38 893
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	<i>178 314</i>	<i>110 344</i>	<i>2 307</i>
<i>Газопреносна мрежа</i>	<i>140 290</i>	<i>2 098</i>	<i>1 627</i>
Линейна част	139 806	473	424
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	8	0	447
Комуникационни и информационни системи	373	1 569	705
АГРС и ГИС	104	56	51
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>30 266</i>	<i>104 931</i>	<i>0</i>
Сондажен фонд и шлейфи	6 395	1 606	0
Разширение на капацитета на ПГХ Чирен	23 871	103 325	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>7 758</i>	<i>3 315</i>	<i>680</i>
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	23	680

Комуникационни и информационни системи	0	6	0
Централно диспечерско управление	7 758	3 287	0
<u>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</u>	<u>71 870</u>	<u>92 689</u>	<u>22 884</u>
<u>Газопреносна мрежа</u>	<u>64 206</u>	<u>91 526</u>	<u>21 866</u>
Линейна част	53 695	81 172	14 477
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	10 509	10 354	7 359
АГРС и ГИС	3	0	31
<u>Съхранение на природен газ</u>	<u>0</u>	<u>51</u>	<u>0</u>
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	0	51	0
<u>Общи за разпределяне по видове дейности</u>	<u>7 664</u>	<u>1 112</u>	<u>1 017</u>
Линейна част	7 664	1 021	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	92	1 017
<u>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</u>	<u>7 418</u>	<u>7 414</u>	<u>13 703</u>

4.2. Инвестиционна програма за периода 2029-2035 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите

Таблица 5

в хил. евро без ДДС

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо
	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	16 893	17 278	18 205	18 656	19 397	20 175	21 247
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	4 564	4 792	5 032	5 283	5 548	5 825	6 116
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	8 239	8 651	9 083	9 538	10 014	10 515	11 041
РАЗДЕЛ I.3 - Доставка на машини и оборудване	4 090	3 835	4 090	3 835	3 835	3 835	4 090

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

Описаните по-долу ключови проекти за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД представляват стратегически инвестиции за страната и региона в

контекста на решенията на европейско ниво за поетапно пълно прекратяване на вноса на руски природен газ от 2027 г. Проектите за реализация на стратегическия за Европа Вертикален газов коридор, участието в проекти, свързани с регазификацията на втечен природен газ, както и инвестициите в подобряване на регионалната свързаност са ключови за гарантиране на дългосрочната енергийна сигурност. Поради това, планове 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 енергийната сигурност, диверсификация и осигуряването на възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България ще бъдат следните проекти:

- Разширението на ПГХ „Чирен“;
- Проектите за повишаване на капацитетите за пренос на природен газ от Гърция към България и от България към Румъния в контекста на стратегическия Вертикален газов коридор;
- Проекти за модернизация и разширение на съществуващата газопреносна мрежа с принос за гарантиране на сигурен и надежден пренос на очаквани увеличени количества природен газ през територията на страната.

Подробна информация за основните проекти за развитие на газовата инфраструктура е представена в точка 5.1.

Наред с усилията, които „Булгартрансгаз“ ЕАД полага за постигането на общеевропейските 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 планове 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 планове 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);
- Проект за 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.

Пълната забрана на вноса на руски природен газ от септември 2027 г. и необходимостта от увеличаване на вноса на втечен природен газ от надеждни източници са факторите, които водят до промяна на пазара на природен газ в страната и региона.

В тази връзка ще продължи последователната работа по реализацията на инфраструктурата на Вертикалния газов коридор като основна магистрала за транспорт на втечен природен газ към региона. Входна точка за очакваните допълнителни количества втечен природен газ за газовите пазари в региона от надеждни източници като САЩ, Катар, Египет и други е **„Независимата система за природен газ „Александруполис“**, в която „Булгартрансгаз“ ЕАД е акционер с дял от 20%. 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.

Разглеждат се и всички възможности за акционерно участие на Булгартрансгаз“ ЕАД в проект за нов LNG терминал в Гърция с цел подобряване на диверсификация на източниците на природен газ и укрепване на енергийната сигурност както на България, така и на 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 плановете за разширение на газопреносната 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 газопреносна 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 позволи 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 бъде увеличаван поетапно, успоредно с изграждането на новия сондажен фонд. 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) ще бъдат постигнати поетапно, при съобразяване с потвърдения интерес от страна на пазара. 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 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 разрешителни, доставка на необходимите материали и оборудване, предшествващи строителството на предвидената инфраструктура.

Планираният срок за въвеждане в експлоатация на новата инфраструктура е през второто 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).

Реализацията на тази допълнителна инвестиция ще доведе до повишаване на общия технически капацитет в посока от Гърция към България в IP Кулата/Сидирокастро с допълнителни 69 GWh/d до общо 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.

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

През 2025 г. бяха предприети дейности по модернизация и подмяна на ключови участъци от съществуващата газопреносна система, като част от проекта за **Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система – Фаза 3**. Фаза 3 обхваща дейностите по подмяна на два участъка от газопреносната мрежа с обща дължина от около 40 км и изграждане на нова компресорна станция „Богров“. Реализирането на инфраструктурата ще допринесе за укрепване на енергийната сигурност в региона чрез подобряване на техническата възможност на мрежата за пренос на очаквани допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи от юг към север. След завършване на цялата инфраструктура обхваната от Фаза 3, ще бъде постигнато и увеличение на капацитета на Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) от 1,8 на 3,2 млрд. м³/г.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда изграждане на **довеждаща инфраструктура с високо налягане за захранване 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 въглищен 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.

Към момента се очаква потвърждение на параметрите за присъединяване (изходни данни) от основните потенциални потребители с цел определяне на идейно трасе и технологични площадки и стартиране на дейности по изпълнение на проекта.

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:

През трето тримесечие 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 и работен проект за обект „Лупинг от Рупча до Ветрино“ и са учредени сервитутни права. Работен проект за етап Линейна част е одобрен и е издадено разрешение за строеж, доставени са необходимите материали и оборудване. Извършват се строително-монтажни работи на обекта, археологическите проучвания са в заключителна фаза;
- Работен проект за обект: „Компресорна станция „Кардам“ - реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление“ е одобрен и е издадено разрешение за строеж, доставени са необходимите материали и оборудване. Изпълняват се строително-монтажни работи.

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: През второ тримесечие 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. Доставени са необходимите материали и оборудване и са завършили археологическите проучвания. Работните проекти са одобрени и са издадени разрешения за строеж за етап: Линейна част", етап СОГ „Кулата“ и етап СОГ „Кресна“ на обекта; Изпълняват се строително-монтажни работи.
- Обект „Преносен газопровод от Пиперево до Перник“: С Решение № 2-ПР/2025 г. на МОСВ е преценено да не се извършва ОВОС; Одобрен е Подробен устройствен план - Парцеларен план и са учредени сервитутни права. Работния проект за етап Линейна част е одобрен, изпълняват се доставки на материали и оборудване, строително-монтажни работи и археологически проучвания.

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:	2028 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; Нов газопровод Ихтиман – Венковец, ~ 17 км, DN 1000; Нова компресорна станция „Богров“ – 20 MW.	
Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация:	Поетапно до 2030 г.
Очаквана стойност на инвестицията	~155,2 млн. €
Фаза на проекта:	Предпроектни дейности
Текущ статус на изпълнение на проекта: В процес на изпълнение са договор с предмет: „Инвестиционно проектиране – фаза работен проект, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект „Подмяна на преносен газопровод DN 1000 за Гърция и Северна Македония в участъка от възел за включване на газопровода към компресорна станция „Ихтиман“ до с. Венковец“ и договор с предмет: „Устройствено планиране, инвестиционно проектиране – фаза работен проект, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект „Подмяна на преносен газопровод DN 700 в участъка от кранов възел „Горни Богров“ до очистно съоръжение „Нови Искър“ и изграждане на оптична кабелна линия към него“.	
Очаквани ползи: Укрепване на енергийната сигурност в региона чрез подобряване на техническата възможност на мрежата за пренос на очаквани допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи от юг към север; 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 във Втория списък с проекти от общ интерес (ПОИ) и проекти от взаимен интерес (ПВИ) на ЕК, по Регламент (ЕС) 2022/869 относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (TEN-E), публикуван на 01.12.2025 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.

През 2025 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД кандидатства за безвъзмездно финансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF) за подготвителни и прединвестиционни дейности по ПОИ 10.3.2. В началото на 2026 г. Европейската комисия съобщи, че одобрява финансиране в размер на 4,56 млн. евро за изпълнение на предпроектно проучване и дейности по устройствено планиране, провеждане на екологични процедури, археологически проучвания и инвестиционно проектиране за ПОИ 10.3.2. Предстои подписване на грантово споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и финансиращата институция CINEA.

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.

Те ще допринесат за реализирането на приоритетен европейски водороден маршрут в Югоизточна Европа, който ще осигури пренос на чист водород от региона към 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 ЕНВ (European Hydrogen Backbone), както и от регионалната инициатива SEEHуС за изграждане на Югоизточен европейски приоритетен водороден коридор от Гърция през България, Румъния, Унгария, Словакия и Чехия до Германия. Съвместният проект на „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A. за смарт надграждане на съществуващата българска и гръцка газопреносна мрежа за интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове също получи признание за ключва европейска инфраструктура и беше включен във Втория списък на проекти от общ интерес (ПОИ) и проекти от взаимен интерес (ПВИ) под номер ПОИ 14.3 Смарт

надграждане на съществуващите гръцка и българска газопреносни мрежи за интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове (SmartSwitch project).

Целта на проекта е адаптиране на съществуващите мрежи за природен газ на България и Гърция 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 Втори списък с ПОИ/ПВИ на ЕС, съгласно Регламент (ЕС) 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:	2032 г.
Финансиране:	1. Собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД; 2. Съфинансиране от CEF в размер на 4,56 млн. евро (Проект 101287437 — 10.3.2-BG-S-M-25-PCI 10.3.2 - Studies).
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 в трети списък с ПОИ/ПВИ на ЕС по Регламент (ЕС) 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 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:

2032 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 2050 г.;

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: ПОИ 14.3. Проект „SmartSwitch“, част от Втори списък с ПОИ/ПВИ на ЕС, съгласно Регламент (ЕС) 2022/869 Част от сценариите за развитие на водородната мрежа ENH	
Вид на проекта: Проект в приоритетна тематична област „Интелигентни газопреносни мрежи“ ^а	
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.



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.

Изпълняват се 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) и същите са одобрени. За обекта (за двата етапа) са разработени инвестиционни проекти-фаза технически проект. Извършват се процедури по придобиване на вещни права във връзка с последващо получаване на Разрешения за строеж.

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“ е разработен и одобрен ПУП-ПП за етап 1.

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2026-2030 Г.

Планираните дейности за периода 2026-2030 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 2026 -2030 г.*

Към 1 януари, MWh/d	2026	2027	2028	2029	2030
Входен капацитет	1 601 998	1 479 116	1 530 640	1 530 640	1 530 640
IP Странджа 2/ Малкочлар	587 005	587 005	587 005	587 005	587 005
IP Странджа / Малкочлар	118 250	118 250	118 250	118 250	118 250
IP Негру вода 1/Кардам	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)	122 882	122 882	159 700**	159 700**	159 700**
IP Калотина/Димитровград	7 748	7 748	7 748	7 748	7 748
IP Кулата/Сидирокастро	66 616	66 616	101 976	101 976	101 976
IP Киреево/Зайчар	343 552	343 552	343 552	343 552	343 552
ГИС Чирен	43 104	53 880	70 044	86 208	86 208
Местен добив	26 000	26 000	26 000	26 000	26 000
Изходен капацитет	1 889 656	2 047 444	2 063 608	2 063 608	2 063 608
IP Негру вода 1/Кардам	158 871	294 971	294 971	294 971	294 971
IP Русе/Гюргево	26 818	26 818	26 818	26 818	26 818
IP Стара Загора (IGB)	23 428	23 428	23 428	23 428	23 428
IP Калотина/Димитровград	53 053	53 053	53 053	53 053	53 053
IP Кулата/Сидирокастро	119 990	119 990	119 990	119 990	119 990
IP Кюстендил/Жидилово	33 209	38 733	38 733	38 733	38 733
IP Киреево/Зайчар	407 968	407 968	407 968	407 968	407 968
IP Странджа / Малкочлар	506 593	506 593	506 593	506 593	506 593
Изходна зона България	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 на територията на Република България. Дружеството експлоатира обекти с национално значение и стратегически обекти за енергийната сигурност на страната, в т.ч. ПГХ „Чирен“.

В условията на динамично променяща се енергийна среда значението на българската газопреносна система като част от регионалната енергийна инфраструктура нараства. Благодарение на своето географско разположение, добре развита инфраструктура и високо ниво на междусистемна свързаност, газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД създава условия за пренос на природен газ от диверсифицирани източници.

Дружеството изпълнява последователна инвестиционна политика, насочена към развитие, рехабилитация и разширяване на газовата инфраструктура с цел повишаване на нейната надеждност, ефективност и капацитет. Реализацията на планираните инфраструктурни проекти допринася за укрепване на енергийната сигурност на страната и региона, за по-нататъшна диверсификация на източниците и маршрутите за доставка, както и за развитието и либерализацията на газовите пазари на национално, регионално и европейско ниво.

Основните приоритетни дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2026–2035 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, в т.ч. изпълнение на проектите по Вертикалния газов коридор и проекта за разширение на ПГХ „Чирен“;
- Подобряване на междусистемната свързаност със съседните държави;
- Увеличаване на капацитетите за пренос, съхранение, добив и нагнетяване на природен газ;
- Адаптиране на съществуващата газопреносна инфраструктура за транспортиране на смеси на природен газ с до 10% водород;
- Изграждане на нова инфраструктура за пренос на чист водород.

Изпълнението на планираните проекти и целевите инвестиции за оптимизиране и максимизиране на капацитета на съществуващите мрежи ще създаде условия за значително увеличаване на количествата природен газ от алтернативни източници и надеждни партньори, които ще бъдат пренасяни през газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД, както за нуждите на българския пазар, така и за страните от региона на Централна и Източна Европа.

„Булгартрансгаз“ ЕАД поддържа активно сътрудничество с газопреносните оператори от региона, което допринася за подобряване на свързаността между националните газови системи, за интеграцията на пазарите и за повишаване на сигурността на снабдяването.

Дружеството е сред основните инициатори на Вертикалния газов коридор, чиято реализация 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.

В контекста на енергийния преход и европейските политики за декарбонизация, 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.

„Булгартрансгаз“ ЕАД разработва и планира проекти с водородна насоченост, за интегриране на възобновяеми и нисковъглеродни газове в газопреносната мрежа, както и изграждане на нова инфраструктура за пренос на чист водород. Дружеството участва активно и в европейски инициативи, свързани с развитието на водородната икономика.

Дружеството ще продължи да осигурява надежден и сигурен пренос и съхранение на природен газ, като реализира последователни мерки за подкрепа на националните и общеевропейските цели, свързани със сигурността на доставките, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка, както и декарбонизацията на енергийната система.



ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

- Бизнес програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2026 – 2030 г.;
- „Булгаргаз“ ЕАД (www.bulgargaz.bg);
- „Булгартрансгаз“ ЕАД (www.bulgartransgaz.bg);
- „Български енергиен холдинг“ ЕАД (www.bgenh.com);
- Национален статистически институт (www.nsi.bg);
- Статистически данни от Евростат (<https://ec.europa.eu/eurostat>);
- Годишни доклади за изпълнение на Секретариата на Енергийната (<https://www.energy-community.org>);
- Доклади на Европейската комисия за пазара на природен газ в ЕС за 2025 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);
- Общностни десетгодишни планове за развитие на мрежата на ENTSOG (www.entsog.eu);
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на следните интернет страници:
 - „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);
 - Enegean 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);
 - ICGB AD (www.icqb.eu);
 - IEA - International Energy Agency (www.iea.org);
 - IEEFA – Institute for Energy Economics and Financial Analysis (www.ieefa.org);
 - IENE – Institute of Energy for South-East Europe (www.iene.eu);
 - IGI Poseidon (www.igi-poseidon.com);
 - IGU (<https://www.igu.org>);
 - ITGI (www.edison.it);
 - JP Srbijagas (www.srbijagas.com);
 - LNG Hrvatska (www.lng.hr);
 - Mediterranean Gas (www.mediterranean-gas.gr);
 - 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);
 - RAAEY (www.raaey.gr);
 - Romgaz (www.romgaz.ro);
 - TAP (www.trans-adriatic-pipeline.com);
 - Transgaz S.A. (www.transgaz.ro);
 - U.S. Department of Energy (www.energy.gov);
- 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 свързването им със съществуващата газопрееносната 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	Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопрееносна система - Фаза 3	не	2030	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 155,2 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	Нов газопровод ~ 19 км, DN 700; Нов газопровод ~ 17 км, DN 1000; Нова компресорна станция „Богров“ – 20 MW.	Проекта е с принос за укрепване на енергийната сигурност в региона и след финализиране на всички дейности ще позволи увеличение на капацитета на Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) от 1,8 на 3,2 млрд. м³/г.
5	Проект за довеждаща газопрееносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион	не	2028	"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
- Очисти съоръжения
- 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