

ДЕСЕТГОДИШЕН ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА МРЕЖИТЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД ЗА ПЕРИОДА 2020 – 2029 г.

Март 2020 г.

**Одобрен с Решение по Протокол 430/18.03.2020 г. от заседание на
Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД**

СЪДЪРЖАНИЕ:

ТЕРМИНИ И СЪКРАЩЕНИЯ	4
ВЪВЕДЕНИЕ	6
ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД	7
ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И.....	10
СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	10
ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СТРАНАТА И РЕГИОНА	13
1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ.....	13
2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА.....	18
ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	31
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ.....	31
2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	32
3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ.....	34
СЦЕНАРИИ ЗА ТЪРСЕНЕТО НА КАПАЦИТЕТ И ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА	36
1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ	36
2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА.....	38
3. ПРОГНОЗА ЗА ТЪРСЕНЕТО НА УСЛУГИ ПО ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ИНФРАСТРУКТУРАТА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД.....	39
СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ.....	40
ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2020-2029 Г.....	43
1. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2020 – 2022 Г., ЗА КОИТО Е ВЗЕТО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ.....	45
2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ОБВЪРЗАНИ С РАЗВИТИЕТО НА МЕЖДУНАРОДНИ ПРОЕКТИ И ПРОЕКТИ НА ТРЕТИ СТРАНИ В ПЕРИОДА 2020 – 2029 Г.....	48
3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2020 – 2029 Г., ЗА КОИТО ПРЕДСТОИ ДА БЪДЕ ВЗЕТО ОКОНЧАТЕЛНО ИНВЕСТИЦИОННО РЕШЕНИЕ	49
4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2020 – 2029 г.....	50
5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ.....	53
РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2020-2024 Г.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	73
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

LNG – втечен природен газ

ГИС – газоизмервателна станция

ГО – газопроводно отклонение

ГРС – газорегулираща станция

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

ЕС – Европейски съюз

ЕК – Европейска комисия

ЕБВР – Европейска банка за възстановяване и развитие

ЕИБ – Европейска инвестиционна банка

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

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

ГРП – газоразпределително предприятие

МЕ – Министерство на енергетиката

МРРБ – Министерство на регионалното развитие и благоустройството

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

БЕХ – „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД

КВ – кранов възел

КЕП – крайно енергийно потребление

КС – компресорна станция

ОС – очистно съоръжение

МГ – магистрален газопровод

ТГ – транзитен газопровод

МРа – мегапаскал (единица мярка за налягане)

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

W - ват (единица мярка за измерване на мощност)

J –Джаул (единица мярка за измерване на енергия)

ОВОС – Оценка на въздействието върху околната среда

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

ПЕП – първично енергийно потребление

РС – Разрешение за строеж

СМР – строително-монтажни работи

МСП – малки и средни предприятия

ПГХ – подземно газово хранилище

НГПМ – национална газопреносна мрежа – газопреносна мрежа с основно предназначение пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, но така също и до точки на междусистемно свързване, която е собственост на преносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД и с която се осъществява услуга по пренос;

ГМТП – газопреносна мрежа за транзитен пренос – газопреносна мрежа с основно предназначение транзитен пренос на природен газ от българо-румънската граница до границите с Турция, Гърция и Македония, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България или до точки на междусистемно свързване на територията на България, която е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и с която се осъществява услугата по пренос;

Газова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД – включва НГПМ, ГМТП и ПГХ „Чирен“;

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

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

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

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

IAP – Йонийско-Адриатически газопровод;

ТАП/ТАР – Трансадриатически газопровод;

ТАНАП/TANAP – Трансанадолски газопровод.

Използваната в този план горна граница на калоричност при референтни условия (25/20) с оглед преобразуване от обемни единици в енергия е, както следва:

	НГПМ	ГМТП
	GCV, kWh/m³ (25°C/20°C)	GCV, kWh/m³ (25°C/20°C)
2008-2010	10,40	10,40
2011	10,41	10,41
2012	10,45	10,45
2013	10,48	10,48
2014	10,54	10,54
2015	10,64	10,63
2016	10,66	10,66
2017	10,58	10,58
2018	10,56	10,56
2019	10,58	10,58

За целите на прогнозирането на капацитет и обеми в настоящия документ е използвана калоричност 1м³=10,57 kWh (25°C/20°C), 1 TWh=1 000 GWh=1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh

ВЪВЕДЕНИЕ

Десетгодишният план за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД се изготвя в изпълнение на чл. 81 г., ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ). Той е разработен за периода 2020 – 2029 г. и очертава визията за развитие на Дружеството в качеството му на независим преносен оператор и оператор на подземно газохранилище. Тя кореспондира с основните европейски, регионални и национални приоритети, а именно повишаване сигурността на доставките на природен газ, осигуряване на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка и трайно установяване на стабилен, либерализиран и взаимосвързан газов пазар.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. са насочени към разширение на газопреносната инфраструктура, подобряване и усъвършенстване на съществуващата основна и спомагателна газопреносна инфраструктура и прилежащите ѝ съоръжения, нейната модернизация, рехабилитация и разширение, развитието на междусистемната свързаност и увеличаване на капацитета за съхранение. С тяхното изпълнение България има потенциал да се превърне в регионален газоразпределителен център (газов хъб).

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

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

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

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

ПРЕДСТАВЯНЕ НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД



Компресорна станция „Странджа“

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

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

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

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

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ. Компанията е собственик и оператор на националната газопреносна мрежа (НГПМ), газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП) и на Подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“).

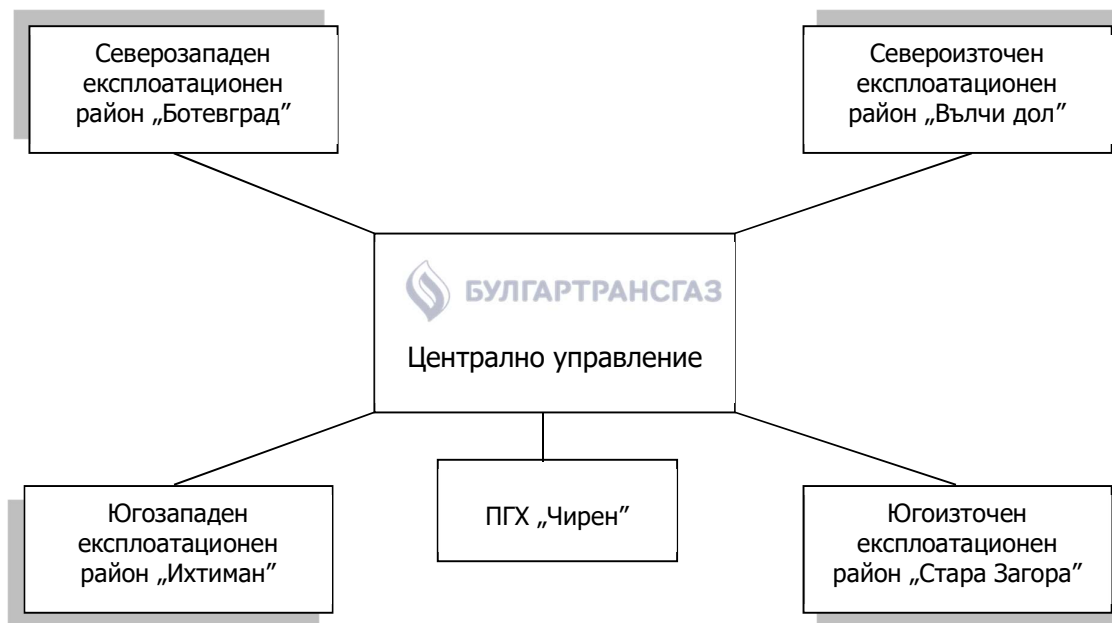
Дружеството притежава следните лицензии, издадени от ДКЕВР:

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

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

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

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



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

ОПИСАНИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРАТА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



Компресорна станция „Ихтиман“

Газовата инфраструктура, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД на територията на Република България, се състои от национална газопреносна мрежа, осигуряваща природен газ за основната част от потребителите му в България, газопреносна мрежа за транзитен пренос, осъществяваща предимно пренос на природен газ за Турция, Гърция и Македония с обща дължина на газовата инфраструктура 2 799 км и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), което е пряко свързано с националната газопреносна мрежа.

Националната газопреносна мрежа (НГПМ) е газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея. НГПМ е изградена от приблизително 1 835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане, три компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ с приблизително обща инсталирана мощност в размер на 49 MW. НГПМ включва още газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Максималното работно налягане е 54 bar.

Газопреносната мрежа за транзитен пренос (ГМТП) е газопреносна мрежа с основно предназначение за транзитен пренос на природен газ, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България. Тя се състои от 964 км газопроводи и шест компресорни станции – КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с приблизително обща

инсталирана мощност в размер на 270 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения.

През нея основно се транспортират количества природен газ до входно-изходните точки на междусистемно свързване с Турция, Гърция, Румъния и Македония. Максималното работно налягане е 54 bar.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е изградил и въвел в търговска експлоатация две реверсивни станции за измерване на количествата природен газ между транзитната и националната газопреосни мрежи ГИС „Ихтиман“ и ГИС „Лозенец“, с помощта на които Операторът може да пренася количества природен газ до ползвателите на двете мрежи.

Подземното газохранилище „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с приблизителна обща инсталирана мощност в размер на 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 5 813 500 MWh природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите налягания и други фактори, е от 5 285 MWh/d до 40 377 MWh/d (0.5 до 3.82 mcm/d при 10.57 МВч/1000м³) за добив, а за нагнетяване от 5 285 MWh/d до 33 824 MWh/d (0.5 до 3.2 mcm/d при 10.57 МВч/1000м³). В аварийна ситуация максималният капацитет за добив е до 49 679 MWh/d (4.7 mcm/d при 10.57 МВч/1000м³) при пълно газово хранилище и за кратък период от време (максимално до 30 дни).

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

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

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

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

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

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

Точка на междусистемно свързване (IP) Русе/Гюргево – връзка между националната газопреосна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреосната система,

оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), на българо-румънската граница в района на Русе/ Гюргево.

Трансферна точка между ГПМТП и НГПМ – агрегирана връзка на газопреносната мрежа за транзитен пренос и националната газопреносна мрежа за трансфериране между двете мрежи;

ГИС Галата – входна точка от местен добив на националната газопреносна мрежа;

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

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



Компресорна станция „Лозенец“

1. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В БЪЛГАРИЯ

1.1. Общ преглед на пазара

Дейностите по пренос и съхранение на „Булгартрансгаз“ ЕАД са регулирани и се извършват в съответствие с издадените от ДКЕВР лицензии. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове.

1.1.1. Потребление на природен газ

Потреблението на природен газ в България през 2019 г. е 30 465 GWh, което бележи спад от 3,79 % спрямо потреблението през 2018 г. (31 663 GWh).

По данни от Общия енергиен баланс на НСИ за 2018 г., природният газ има дял от 13.8% в първичното енергийно потребление и 14.7% в крайното потребление на горива и енергия. Делът на природния газ в енергийния баланс на страната продължава да е по-нисък в сравнение със средните стойности за страните от ЕС, но има потенциал за значителен и устойчив ръст, предвид развиващата се газификация и ролята на природния газ като преходно гориво към нисковъглеродна икономика.

1.1.2. Основни източници на природен газ

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД активно се стреми към създаване на условия за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците и маршрутите на

доставка на природен газ.

До 2019 г. вносът се осъществява основно по маршрута Русия-Украйна-Молдова-Румъния през IP Негру Вода 1/Кардам и IP Негру Вода 2,3/Кардам.

След въвеждането в експлоатация на 11 км нов газопровод от българо-турската граница до КС „Странджа“ и новата газоизмервателна станция „Странджа“, е осигурен капацитет за внос на 577.1 GWh/d през нова точка на междусистемно свързване IP Странджа 2/Малкочлар на границата с Турция.

Считано от 1 януари 2020 г., след модернизация и рехабилитация на мрежите и актуализиране на IA между „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A., в IP Кулата/Сидирокастро капацитетът за пренос в посока от Гърция към България е повишен до 64.7 GWh/d твърд капацитет и 6.3 GWh/d прекъсваем капацитет.

Интерконекторът България-Румъния (IBR) е въведен в експлоатация в края на 2016 г. След модернизация на румънската мрежа и актуализиране на IA, считано от 01.11.2019 г., капацитетът на IP Русе/Гюргево в посока от България към Румъния е повишен до 26.4 GWh/d, а от Румъния към България – до 26.8 GWh/d.

В рамките на инициативата CESEC беше подписан Меморандум между операторите на газопрееносни системи на Гърция, България, Румъния, Украйна и Молдова, за изпълнение на концепцията за реверсиране на Трансбалканския газопровод. Тя включва предлагане на капацитетни продукти по Трансбалканския газопровод в реверсивна посока, които са предложени за резервиране от 01.01.2020 г. като стандартни краткосрочни продукти, а от 01.10.2020 г. – като годишни продукти.

Капацитетът на IP Негру Вода 1/Кардам за пренос на газ от България към Румъния е 168.9 GWh/d за периода 01.01-01.10.2020 г. и 121.4 GWh/d след 01.10.2020г.

Това осигурява възможност за диверсификация на доставките на природен газ за страната и региона.

През 2018 г. и 2019 г. количествата природен газ по източници на доставка са както следва:

№	Вид доставка	2018 г.		2019 г.	
		Количество, GWh	Относителен дял	Количество, GWh	Относителен дял
1	Природен газ от внос, в т.ч.	31 630	99,9%	30 390	99,8%
1.1	<i>Руска федерация</i>	<i>31 613</i>	<i>99,8%</i>	<i>24 802</i>	<i>81,4%</i>
1.2	<i>Други източници</i>	<i>17</i>	<i>0,1%</i>	<i>5 588</i>	<i>18,4%</i>
2	Местен добив	33	0,1%	75	0,2%
ОБЩО		31 663	100%	30 465	100%

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

Основни потребители на природен газ остават търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, както и операторите на газоразпределителни мрежи в качеството си на крайни снабдителни.

В различни стадии на реализация са редица проекти, водещи до повишаване на степента на либерализация и ликвидността и диверсификацията на националния газов пазар, като към момента страната разполага с пет входни точки.

Създаването на организиран пазар (борса) на природен газ е важна стъпка към либерализация на пазара на природен газ в България и в изпълнение на приоритетите заложи в Енергийната стратегия на България до 2020 г.

С цел осигуряване на необходимата пазарна среда „Булгартрансгаз“ ЕАД учреди дъщерна компания „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, която е оператор на платформата за търговия с природен газ в България.

Платформата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД стартира работа на 9 декември 2019 г. със сегмента на Програмата за освобождаване на газ от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД.

Програмата за освобождаване на газ се реализира с цел увеличаване на ликвидността и предоставяне на реален достъп до конкурентна среда за всички участници на пазара на природен газ в България. Реализацията на програмата ще допринесе за либерализацията на пазара в страната и региона.

През 2020 г. общественият доставчик ще предложи на платформата не по-малко от 2 220 GWh природен газ. Количествата постепенно ще се увеличават до достигане през 2024 г. на 11 099 GWh.

На 2 януари 2020 г. стартираха и краткосрочния и дългосрочния сегменти на Платформата, на които се търгуват съответните стандартизирани продукти – годишен, месечен, седмичен, „ден напред“ и „в рамките на деня“.

Наличието на организиран пазар на природен газ подобрява условията за поддържане на конкурентна, прозрачна и недискриминационна търговия и постепенно отпадане на регулираната цена на природния газ. Създаването на борсов пазар на природен газ в България допринася за диверсификация на източниците на природен газ, пълна либерализация на пазара и реална конкуренция в сектора. За България и целия регион ще се повишат сигурността на доставките и възможностите за конкурентни цени, което ще подобри и конкурентноспособността на икономиката.

Основни участници на пазара на природен газ в България са:

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

ангажимент е изграждането и развитието на газоразпределителните мрежи, в съответствие с одобрени от КЕВР дългосрочни бизнес планове и условия;

- Небитови клиенти на природен газ, присъединени към газопреносни мрежи;
- Битови и небитови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителни мрежи.

„Булгартрансгаз“ ЕАД има сключени договори за досъп и пренос и/или съхранение на природен газ с над 70 компании, търговци на природен газ.

Дейностите по разпределение 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, който снабдява 62% от крайните клиенти в страната, следван от „Аресгаз“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и др. Към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени добивните предприятия и две основни групи присъединени клиенти – газоразпределителни предприятия и небитови клиенти.

Газоразпределителните предприятия осъществяват дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като доставят природен газ до клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи на лицензираните територии. В края на 2019 г. на територията на Р. България оперират 24 лицензирани дружества, които оперират на 35 лицензирани територии и обслужват 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 81 общини извън тези региони. По данни на газоразпределителните предприятия общият брой на клиентите им през 2018 г. е 107 669, като 93% от тях са битови абонати. Ръстът им за 2018 г. спрямо предходната е с 13%. Този ръст до известна степен се дължи на проекта „Мерки за енергийна ефективност при крайните потребители на природен газ чрез газоразпределителните дружества в България“ (Проект DESIREE GAS), осигуряващ финансова помощ за газификация на 10 000 домакинства.

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е по-нисък, в сравнение с държавите от ЕС, но се очаква повишение в следващите години, тъй като необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ е в процес на изграждане.

Насърчаването на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони и осигуряване на достъп до природен газ на нови общини (в т. ч. и чрез реализация на проектите съфинансирани от МФ „Козлодуй“ за изграждане на трите преносни газопровода с автоматични газорегулиращи станции до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог), както и присъединяването на разпределителни дружества и нови небитови потребители, е сред приоритетите в Енергийната стратегия на Р. България. Създават се условия за газоснабдяване на промишлени консуматори, обществено-административни и битови потребители и допълнително увеличение на потреблението на природен газ.

1.1.4. Проучвания за увеличаване на местния добив на природен газ

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

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

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

В страната има издадени множество концесии за добив на природен газ, като добивът от тези концесии е с ограничен ресурс и покрива незначителна част от годишното потребление. Към момента сигурен източник на местен добив е находище Каварна-Изток в блок „Галата“, което има доказани извлекаеми запаси приблизително 3 724 – 4 255 GWh природен газ.

От 01.12.2019 г. Petroceltic включи в експлоатация допълнителен сондаж от находище „Калиакра“. С това месеченият добив на газ от фирмата се увеличи до 4 млн. м³, като очакванията са в рамките на 2020 г. Petroceltic да добие около 50 млн. м³.

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

1.2. Пазарен потенциал и перспективи за развитие

„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на добре развита газова инфраструктура, част от единната общоевропейска газова мрежа.

Дружеството работи в условия на динамично променящ се световен и респективно европейски енергиен пазар. Като преносен оператор от държава членка на ЕС, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, които се разширяват и допълват с приемането на Регламенти, установяващи мрежови кодекси в областите, предвидени в Регламент (ЕО) 715/2009.

Очаква се в близките години броят на входните и изходните точки на газопреносната мрежа и капацитетите им да продължат да се увеличават. Това е резултат от развитието на проектите за междусистемни връзки с Гърция и Сърбия, реверсирането на съществуващи междусистемни връзки и реализацията на проекта за разширение на инфраструктурата между българо-турската и българо-сръбската граница. Те ще осигурят възможност за доставки на природен газ от различни източници, вкл. от терминалите за втечен природен газ в съседни държави, което от своя страна ще допринесе за засилване на конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ в страната и региона. Така ще се стимулира и търсенето на капацитет за съхранение на природен газ.

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е нисък, в сравнение с други газови пазари, но е с непрекъсната тенденция на увеличение. Насърчаването на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони и осигуряване на достъп до природен газ на нови общини, разпределителни дружества и нови небитови потребители, е приоритет в Енергийната стратегия на Р. България, респективно в дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на планираните нови проекти има потенциал да се превърне в регионален газоразпределителен център, осигуряващ диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона.

2. ПАЗАРЪТ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В РЕГИОНА

В последните години търсенето на природен газ в ЕС бележи ръст след спада, породен основно от икономическата криза и ниската цена на въглищата. Възстановяването на икономиката, ангажиментите за намаляване на парниковите газове и растящата цена на квотите за емисии водят до повишаване на търсенето на природен газ. Същевременно се реализират редица проекти за доставка на природен газ до европейския пазар от нови източници и по нови маршрути.

Увеличават се броят и натовареността на терминалите за втечен газ и новите газопроводи за внос на газ от страни извън ЕС.

Цените на природния газ се понижават, което допълнително стимулира търсенето за сметка на въглищата и петрола. Очакванията са в следващите години ролята на природния газ да се запази на фона на обвързващия ангажимент на ЕС за намаляване на емисиите на парникови газове до 2030 г. с 40% спрямо 1990 г. и постепенното извеждане от експлоатация на въглищни и ядрени енергийни мощности.

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

Развитието на пазара на природен газ в региона е свързано с очакванията за ръст на консумацията в съседните на България държави. Възможностите за доставки на природен газ по нови трасета, доставките от нови източници по Южния газов коридор (включващ газопроводите TANAP и TAP), „Турски поток“, както и потенциала на местния добив, са предпоставки за динамично развитие на пазара в региона.

Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови интерконекторни връзки между газопреносните системи на България и съседните страни, както и с реализацията на Газов хъб „Балкан“. Разширението и модернизацията на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД я адаптират към значимите проекти в региона, част от които са класирани и в Четвъртия списък проекти от „общ интерес“ на ЕК.

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

2.1 Гърция

Потреблението на природен газ в Гърция бележи стабилен ръст. През 2018 г. консумацията възлиза на 4,7 млрд. м³/г., като значителен дял от нея има производството на електроенергия.

Потреблението се покрива от внос от източници на втечен природен газ в местни терминали – 16%, от газопроводната връзка с Турция – 17% и от газопроводната връзка с България – 67%.

Гръцката компания DEPA S.A. има дългосрочни договори за доставка на природен газ, както следва:

- ООО „Газпром экспорт“ - до 3.0 млрд. м³/г. със срок до 2026 г.;
- „BOTAS“ - до 0.75 млрд. м³/г. със срок до 2021 г.;
- „Sonatrach“ (LNG) - до 0.68 млрд. м³/г. със срок до 2021 г.

Към момента около 90% от вноса на природен газ в страната се осъществява по

дългосрочни договори.

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

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

Водещата гръцка индустриална компания „Mytilineos“ участва в търговията на природен газ чрез MNG Trading S.A, която достави и първите количества LNG до съоръженията на гръцкия оператор на газопреносна система - DESFA S.A.



Газопреносна инфраструктура в Гърция

Източник: ENTSOG

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

Сред приоритетите е строежът и на други нови интерконектори, които ще направят

доставките за Европа по-сигурни и по-конкурентни, като все повече ще се разчита на експортния капацитет от Средиземно море, Близкия изток и Централна Азия.

East Med

През м. декември 2017 г. Кипър, Гърция, Израел и Италия подписаха съвместен Меморандум за сътрудничество във връзка с изграждането на газопровода EastMed Gas Pipeline. Проектът предвижда пренос на природен газ от находищата в Източното Средиземноморие до Европа през остров Крит и континенталната част на Гърция и посредством IGI - до Италия. На 02.01.2020 г. в Атина беше подписан Междуправителствен договор за изграждане на газопровода EastMed. Плановият капацитет е 10 млрд. м³ газ годишно, с възможности това количество да достигне до 16 млрд. м³ при доказан икономически интерес. Окончателното инвестиционно решение трябва да бъде взето до средата на 2021 г., а самото изграждане на съоръжението е планирано да приключи в края на 2025 г. Газопроводът EastMed е проект от „общ интерес“ в Четвъртия списък на ЕК. Предвижда се България да има достъп до газопровода чрез IGB.

IGB (Междусистемна газова връзка Гърция-България) – очаква се да бъде въведен в експлоатация до 1 юли 2021 г.

ITGI Poseidon

ITGI Poseidon е част от Южния газов коридор, свързващ Турция – Гърция – Италия. Първоначално предвиденият капацитет е 15 млрд. м³/г. на гръцко-турската граница и капацитетни възможности за разширение до 20 млрд. м³/г. Реализирането на този проект ще даде възможност на Италия и Европейските страни за доставка на природен газ от Каспийско море или Близкия изток. ITGI Poseidon е подал заявление в гръцкия енергиен регулатор RAE за лицензиране на проекта като независима газопреносна система, като ITGI Poseidon планира да проведе и пазарен тест.

Проектът се състои от следните газопроводни участъци:

Турска газопреносна мрежа – е в процес на модернизация, за да осигури възможност за транзитиране на количествата природен газ, предназначени за Италия и Гърция.

ITG (Междусистемна газова връзка Турция – Гърция), която е в експлоатация от ноември 2007 г.

IGI Poseidon – офшорната секция на ITGI през Йонийско море за свързване на газопреносните системи на Гърция и Италия, в които Edison (собственост на френската Electricité de France) и DEPA S.A. са равностойни партньори. Последната концепция на акционерите е Poseidon да свързва Гърция с италианската, българската и европейската газова система, осигуряваща достъп до газовата инфраструктура и налични източници на Гърция. Това включва и връзки с бъдещия газопровод EastMed и интерконектора IGB, предлагайки на Европа възможност за засилване на ценовата конкуренция и енергийната сигурност. Проектът е включен и в Четвъртия списък проекти от „общ интерес“ на ЕК, като беше рестартиран, поради идеята за изграждане на газопровода EastMed.

Получени са основните разрешителни за строителство за италианската секция, а процедурите за издаване на разрешителни в Гърция са в развитие.

Trans Adriatic Pipeline

TAP е продължението на **TANAP** в западно направление. Газопроводът е свързан с TANAP на турско-гръцката граница през м. ноември 2018 г. и ще преминава през Гърция, Албания, Адриатическо море и в крайната си точка ще достигне до южната част на

Италия. Планира се по него да се пренасят 10 млрд. м³ газ. Акционери в проекта са BP (20%), SOCAR (20%), Snam S.p.A. (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) и Axpo (5%).

Дейности по финализирането на TAP са включени като проекти от „общ интрес“ в Четвъртия списък на ЕК. Осигурено е финансирането за завършващата фаза на газопровода чрез заеми от страна на ЕБВР, ЕИБ, както и собствено финансиране от страна на компанията. Планирано е първите обеми природен газ да бъдат транспортирани през втората половина на 2020 г.

Ionian Adriatic Pipeline

Разработени са планове и са обсъждани възможни маршрути за разклонение на TAP в северозападно направление – Йонийско-Адриатически Газопровод (IAP) с капацитет 5 млрд. м³/г, чрез който ще се доставя газ за Албания, Черна гора, Южна Хърватия и Босна и Херцеговина, за което има подписан Меморандум за разбирателство между страните за подкрепа на политическо ниво. Планира се газопроводът IAP в албанския град Fier да бъде свързан с Трансадриатическия газопровод (TAP), като консорциумът TAP има подписан Меморандум за взаимно разбирателство и сътрудничество с газопреносните оператори на съответните държави (BH-gas, Plinacro и Geoplin Plinovodi), както и с енергийните министерства на Албания и Черна гора.

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

Trans Caspian Pipeline

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

Revithoussa LNG Terminal

За осигуряване на нуждите си от природен газ, при растящо вътрешно потребление, Гърция има възможност да ползва различни източници за доставка, включително изградения терминал за втечен природен газ в Revithoussa. През 2019 г. бяха осъществени първи доставки за българския пазар на втечен природен газ, включително от САЩ.

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

Alexandroupolis Independent Natural Gas System

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

През м. февруари 2017 г. една от големите международни флотилии, притежаващи танкери за транспортиране на втечен природен газ – Gas Log Ltd., придоби 20% от Gastrade S.A. Към строежа на този LNG-терминал интерес прояви DEPA S.A., която подписа споразумение за акционерно участие. С актуализираната на 30 ноември 2018 г. от Народното събрание Енергийна стратегия на Република България до 2020 г. е

предвидено 20% акционерно участие на българския газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД в проектната компания. С решение на МС №6/08.01.2020 г. е потвърдено придобиването на 20% от акционерния капитал на „Gastrade“ S.A.

Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ и др.

Проектът ще бъде в синергия с изграждащите се българо-гръцка газова връзка (IGB) и Трансадриатическия газопровод ТАР.

Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция на 6,1 млрд. м³ годишно. Капацитетът за съхранение е 170 хил. м³. Очаква се да бъде въведен в търговска експлоатация през 2022 г.

През м. юни 2019 г. Гърция подписа с международен Консорциум включващ „Total“ (40%), „ExxonMobil“ (40%) и гръцката „Hellenic Petroleum“ (20%) договор за предоставяне правата за проучване и добив на въглеводороди в морските зони - Западен и Югозападен Крит.

Към момента страната не разполага със собствено подземно газохранилище, но има възможност да използва част от обявения свободен търговски капацитет на ПГХ „Чирен“. В Четвъртия списък проекти от „общ интерес“ е заложено изграждането на подземно газохранилище South Kavala, както и измервателна и регулираща станция.

2.2 Турция

Потреблението на Турция през 2018 г. възлиза на 49.3 млрд. м³.

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

Потреблението от домакинствата и промишлеността също се очаква да нарасне, наред с изграждането на повече разпределителни газопроводи и разширяването на съществуващите разпределителни мрежи в резултат на приватизирането на разпределителните компании. Турция има за цел да се превърне в център за търговия с природен газ в региона, като страната разширява газопреносната мрежа, броя на съоръженията за регазификация на втечен природен газ и същевременно финализира дейностите по създаване на енергийна борса за природен газ.

Турция добива малки количества природен газ, които покриват незначителна част от вътрешното потребление. В последните години страната внася природен газ основно от Руската Федерация. Делът на руския газ в последните години намалява, тъй като Турция диверсифицира снабдяването си чрез доставки от Иран и Азербайджан, както и втечен природен газ от различни източници.

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

През 2018 г. Турция е внесла около 50 млрд. м³ газ, , от които около 78% тръбопроводен газ и 22% втечен природен газ.



Газопроводна инфраструктура в Турция

Източник: *ENTSOG*

За компенсиране на все по-голямото търсене на природен газ Турция разчита на Трансанадолския газопровод (TANAP), по който се транспортира газ от азербайджанското находище „Шах Дениз II“ от грузинско-турската граница до западната граница на Турция. Капацитетът на първия етап е 16 млрд. м³/г., от които 10 млрд. м³/г. ще бъдат транзитирани до европейските пазари, а за задоволяване на нуждите на вътрешното потребление в Турция са договорени 6 млрд. м³/г. Планирано е развитие на проекта чрез поетапно увеличение на капацитета съответно до 23 млрд. м³/г. до 2023 г., 31 млрд. м³/г. до 2026 г. и през последната фаза да достигне до 60 млрд. м³/г. Акционерното участие в TANAP е: 51% Southern Gas Corridor, 7% SOCAR Turkey Enerji, 30% за турската компания BOTAS и 12% за British Petroleum (BP). Първата фаза на газопровода TANAP от турско-грузинската граница до Ескишехир беше завършена и открита през на 12 юни 2018 г., като началните доставки в рамките на проекта бяха осъществени на 30 юни. Втората фаза от проекта от Ескишехир до турско-гръцката граница беше завършена в края на юни 2019 г. и през м. септември бяха транспортирани 2.7 млрд. м³ газ за Турция. Експортът за Европа започна през м. ноември 2019 г.

През 2019 г. беше въведен в експлоатация газопроводът „Турски поток“, с проектен капацитет 31,5 млрд. м³/г. Трасето преминава през акваторията на Черно море от Русия до приемен терминал на турския бряг и се състои от два газопровода (единият предназначен за турския пазар, а другият за европейския). През 2019 г. проектната компания TürKİm Gaz Taşıma A.Ş. въведе в експлоатация и газопровода от приемния терминал до българо-турската граница. Търговските доставки по газопровода започнаха на 01 януари 2020 г.

Турция разполага с четири терминала за втечен природен газ (два плаващи и два наземни) с общ капацитет за доставка на над 26 млрд. м³ газ годишно, като за част от тях се предвижда разширение в следващите години.

При непрекъснато увеличаващо се потребление в обозримо бъдеще Турция ще се нуждае от около 6-7 млрд. м³ активен газ, който да бъде съхраняван в подземни газови хранилища. В тази връзка, страната от години изпълнява програма по разширение на действащи газохранилища и изграждане на нови такива на своя територия. Турция

разполага с 2 газови хранилища – Sultanhani (Aksaray) и Silivri (Marmara), съответно с капацитет 1,5 и 2,84 млрд. м³. В процес на изграждане са и 3 нови газови хранилища.

2.3 Румъния

Потреблението на природен газ в Румъния през 2018 г. е 10.9 млрд. м³. Страната задоволява над 85% от търсенето на природен газ благодарение на местен добив. Внесените количества газ от Руската Федерация са около 10% от общото потребление.

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

През следващите години се предвижда пълно използване на капацитета на съществуващия интерконектор с Унгария (4 млрд. м³/г.). Програмата за развитие на газовата инфраструктура в Румъния е обвързана до голяма степен с развитието на находищата в Черно море. В тази връзка е планирана модернизация и разширение на съществуващия газов коридор, свързващ румънската газопреносна мрежа с унгарската и включващ газопроводи и компресорни станции. Проектът е включен в Десетгодишния план за развитие на румънския газов оператор TRANSGAZ S.A.

Проектът BRUA - Фаза I включва: газопровод с дължина 479 км и три компресорни станции Podisor, Bibesti and Jura, с възможност за осигуряване на реверсивен пренос на газ. Към момента продължава изграждането на компресорна станция Bibesti, което е планирано да приключи до средата на 2020 г. През м. октомври 2019 г. беше открита новоизградената компресорна станция Jura, която беше и първата инвестиционна цел постигната по проекта BRUA. По-късно през м. ноември беше открита и компресорна станция Podisor, чрез която се осигури повишаване на капацитета за пренос на газ към България чрез интерконектора Русе – Гюргево. С изпълнението се осигурява маршрут за пренос на природен газ от находищата в Черно море през територията на Румъния и Унгария до хъб Баумгартен в Австрия, както и реверсивност на междусистемната връзка на Румъния с Унгария. Държавната компания Transgaz S.A. отговаря за изграждането на инфраструктурата на румънска територия. Предвижда се Първата фаза на проекта да бъде завършена през м. април 2020 г. Този проект е важна част от концепцията за развитие на газопреносните мрежи и е предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните от източници на Южния газов коридор и от находищата в Черно море, както и за пренос на централноевропейски газ към Югоизточна Европа. Планираният капацитет е 1,75 млрд. м³/г. за Първата фаза и 4,4 млрд. м³/г. за Втората фаза. Проектът BRUA е класиран в Четвъртия списък проекти от „общ интерес“ на ЕК, като е осигурено собствено и привлечено финансиране.

Румъния планира изграждането на междусистемна газова връзка между Arad и Mokrin, която може да бъде изградена и въведена в експлоатация до края на 2020 г.



Газопреносна инфраструктура в Румъния

Източник: ENTSOG

Румъния има газова промишленост с установени традиции и значителен местен добив. В страната действат 8 газохранилища с обем за съхранение на природен газ, надвишаващ 3 млрд. м³ активен газ. Плановете за развитие на газохранилищата в Румъния предвиждат в следващите години удвояване на капацитета за съхранение до около 6 млрд. м³, което ще покрива половината от годишното потребление в страната. В Четвъртия списък на проектите от „общ интерес“, в областта на съхранението на природен газ в Румъния е предвидена реализация на проект за разширение на едно от газохранилищата Sarmasel и Depomures.

В напреднал процес на проучване е находището „Neptun Deep“ в Черно море, което се разработва от румънската компания OMV Petrom (дъщерна на OMV Австрия), съвместно с американската компания „Ехон Mobil“. По данни от първоначалния сондаж „Домино-1“ запасите на находището са оценени в диапазона от 42 до 84 млрд. м³ с очаквани годишни нива на добив от 6,5 млрд. м³.

През м. февруари 2017 г. Black Sea Oil & Gas (BSOG) контролиран от частната инвестиционна компания Carlyle Group LP, оповести открити запаси в Черно море, оценени на 10-20 млрд. м³. След стартиране на добива на газ през 2021 г. се очаква да се добиват 1 млрд. м³ газ годишно. През м. април 2017 г. BSOG обяви възлагането на договор за сондиране на два офшорни проучвателни сондажа, разположени в блок XV Midia в черноморския шелф. В края на 2018 г. OMV Petrom откри и разработва нови газови залежи в южната част на страната в близост до газовото поле Мату, като по данни на фирмата от м. октомври 2018 г. дневният добив възлиза на около 190 000 м³. В средата на 2019 г. представители на американската компания „ЕхонMobil“ обявиха

намерението си да продадат лиценза в акваторията на Черно море. Консорциумът от румънската нефтена и газова група OMV Petrom, румънската държавна компания S.N.G.N. Romgaz S.A и полската PGNiG е заинтересован да поеме 50% дял на американската група в проекта Neptun Deepwater.

През м. февруари 2020 г. румънското Министерство на икономиката, енергетиката и бизнес средата издаде разрешение за проучване и разработването на проекта за добив на газ от находищата Apa и Doina.

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

2.4 Република Северна Македония

Единствената междусистемна газова връзка на Р. Северна Македония е с транзитната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД с проектен капацитет 1 млрд. м³/г. Консумацията на природен газ в страната бележи плавен ръст в сравнение с предходни години и в края на 2018 г. достига до 254 млн. м³/ г., като очакванията са за постепенно повишаване на търсенето.

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

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

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

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



Газопреносна инфраструктура в Р. Северна Македония

Източник: ENTSOG

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

На 23.11.2017 г. е подписано споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Акционерно дружество за извършване на енергийни дейности MER - „Македонски Енергийни Ресурси“ за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р. България и Р. Северна Македония.

Споразумението взема предвид подписания на 01.08.2017 г. Меморандум за разбирателство за сътрудничество в областта на природния газ между Министерство на енергетиката на Република България и Министерство на икономиката на Република Македония.

През 2019 г. DESFA S.A. съвместно с MER JSC Скопје потвърди намерението си за изграждането на междусистемната газова връзка между Гърция и Р. Северна Македония. Този проект има за цел да изгради „енергиен мост“ с Р. Северна Македония, чрез строителството на газопровода „Pipeline N. Messimvria-Skopje“. Интерконекторът има статут на „проект от взаимен интерес“ на Енергийната общност. Предстои да бъде проведен пазарен тест.

В бъдеще страната ще има достъп до втечен природен газ от терминалите в Гърция, чрез изграждане на планираните интерконектори или съществуващата българската газопреносна система.

2.5 Сърбия

През 2018 г. потреблението на природен газ в Сърбия е 2,15 млрд. м³/г. Промислените потребители съставляват 63% от общото потребление, следвани от домакинствата (20%) и регионалните топлофикационни компании (17%).

В Енергийната стратегия на сръбското правителство е заложен ръст на търсенето на

природен газ в следващите години, което ще бъде повлияно от увеличената консумация на домакинствата и промишленото търсене, посредством планирано развитие на разпределителните мрежи.

Понастоящем доставките на природен газ за Сърбия се осъществяват през Унгария и Украйна. През 2012 г. страната подписа дългосрочен договор за доставка с „Газпром“ с максимален годишен обем от 2,5 млрд. м³/г. и срок до 2021 г. След този период се обсъждат възможности за увеличение на доставките до 3,5 млрд. м³.

В периода март-април 2019 г. „Gastrans“ проведе пазарен тест за проекта за газопровод от българо-сръбската до сръбско-унгарската граница. Изграждането на газопровода и съпътстващата инфраструктура започна в края на м. април 2019 г. и е планирано да завърши до м. октомври 2020 г. Предвиденият срок за въвеждане в експлоатация е до края на 2020 г.

Република Сърбия (автомна част от Босна и Херцеговина) оповести намеренията си за присъединяване към газопровода чрез изграждане на газопроводно отклонение от гр. Бяла (на границата със Сърбия) до гр. Баня Лука, като строителството е планирано да започне през 2020 г.



Газопреносна инфраструктура в Сърбия

Източник: ENTSOG

Важен проект е реализирането на планираната Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), която е обявена от Европейската комисия за проект от „общ интерес“ и в Четвъртия списък на ЕК. През м. януари 2017 г. между енергийните министри на двете страни беше подписан Меморандум за разбирателство. Изпълнението на първата фаза по проекта на българския участък приключи в края на м. декември 2015 г. с финансиране от ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика 2007-2013

година”.

Сръбската държавна газопреносна компания е в етап на възлагане на строителството на своя участък от интерконектора. Първоначално се очаква газопроводът да осигури възможност за доставка на 1,8 млрд. м³/г. Предвижда се изграждането на интерконектора да започне през м. октомври 2020 г. и да бъде въведен в експлоатация до м. май 2022 г.

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

Сърбия развива възможностите за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ чрез интерконектори със съседните страни. Интерконекторите ще осигурят достъп и до терминалите за втечен природен газ в Гърция и новия терминал в Кърк, Хърватска. В бъдеще втечен природен газ от терминалите в Гърция би могъл да постъпват в Сърбия чрез българската газопреносна система.

Сърбия планира поетапно разширение на съществуващото подземно газохранилище „Банатски двор“ от настоящите 450 млн. м³ до 1 млрд. м³ газ годишно, което ще покрива значителна част от годишното потребление в страната. Към момента максималният дневен добив възлиза на 5 млн. м³/д. След осъществяване на този проект, Сърбия ще бъде в състояние да компенсира евентуален недостиг на природен газ. През м. януари 2019 г. между „Газпром“ и JP „Srbijagas“ беше подписан Меморандум за разбирателство по развитието на проекта за разширение на „Банатски Двор“, като една от целите е и обезпечаване на транзита на природен газ през страната.

2.6 Текущо състояние, пазарен потенциал и перспективи за развитие

В страните от региона са налице обективни очаквания за развитие и ръст на консумацията на природен газ.

България е в процес на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с адекватна инфраструктура, способна да задоволи търсенето в страната по различни, независими един от друг, маршрути. Благодарение на осигурените нови капацитети за пренос към България, през 2019 г. са реализирани доставки от алтернативни източници, в т.ч. втечен природен газ от терминала в Ревитуса, Гърция.

Разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската до българо-сръбската граница е ключов проект за пазарната интеграция и за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона.

Приоритет е реализирането на проектите от газов хъб „Балкан“, който има потенциала да свърже основните газови проекти в Югоизточна Европа, гарантирайки прозрачен и недискриминационен достъп на всички потенциални участници на пазара.

Ускорено се изгражда необходимата инфраструктура за концепцията Газов хъб „Балкан“ – междусистемни връзки, разширение, рехабилитация и модернизация на съществуващата мрежа, разширяване на ПГХ „Чирен“. Те осигуряват достъп до различни източници на природен газ, вкл. терминали за втечен природен газ, например бъдещия терминал за втечен газ край Александрополис, с проектен годишен капацитет 6,1 млрд.м³ и капацитет за съхранение 170 хил. м³.

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

на газовата борса.

В последните години България направи значителни инвестиции в рехабилитацията, модернизацията и повишаването на капацитета на съществуващата газова инфраструктура. Дейностите, свързани с развитието на газопреносната система, ще продължат и през периода на настоящия Десетгодишен план.

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

В концепцията за повишаване на енергийната сигурност на ЕС е заложено увеличение на снабдяването на страните членки с LNG чрез изграждането на инфраструктура и осигуряване достъп на вътрешните пазари до глобалния пазар на втечен природен газ.

Капацитетът за регазификация на втечен природен газ в Европа представлява приблизително 20% от световния. Към момента обявеният годишен капацитет на LNG терминалите възлиза на около 227 млрд. м³ и не е изцяло запълнен. Планирано е разширение на съществуващите съоръжения, както и изграждането на нови. През 2018 г. в Европа са внесени 71.5 млрд. м³. втечен природен газ, като нивото на натоварване на приемните терминали е около 40%. Втечен природен газ на европейския пазар постъпва предимно от Катар, Нигерия, Алжир, Тринидад и Тобаго и др., а през последните години се наблюдава експанзия и от страна на САЩ и Русия.

В Общността Десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP) на ENTSOG 2018 са залегнали общо 155 проекта, от които 27 проекта са свързани с LNG, 11 проекта - със съоръжения за съхранение на природен газ и 120 проекта - с изграждане на газопреносна инфраструктура и компресорни станции.

На 31.10.2019 г. от Европейската Комисия беше публикуван Четвъртият списък с проекти от „общ интерес“. От 151 проекта за енергийна инфраструктура, 32 са за газова инфраструктура. Приоритетно през следващите години ще бъде изпълнението на проектите от „общ интерес“, съвместими с поетите амбициозни ангажименти за климата и околната среда съгласно Европейската „Зелена сделка“.

Развивайки газопреносната си инфраструктура и осигурявайки нови маршрути за доставка и трансграничен пренос на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е адекватен на тенденцията за увеличаващ се внос и диверсифициране на източниците на доставка.

ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ



ПГХ „Чирен“

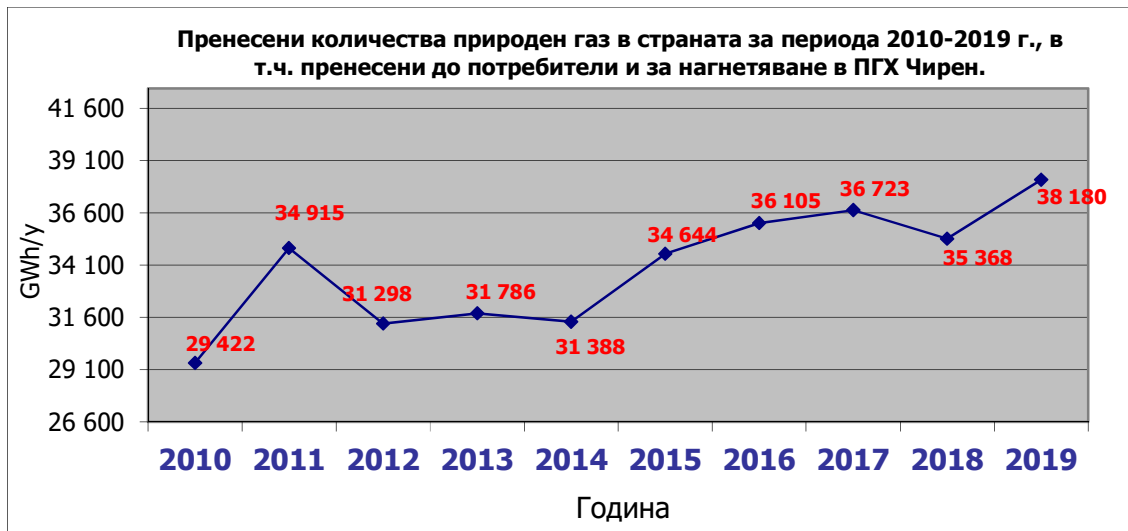
1. ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕН ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО В БЪЛГАРИЯ

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 газопреносните мрежи в съответствие с националните и европейските технически изисквания, правилата за безопасност при работа и условията за опазване на околната среда, съблюдавайки за прилагане на добрите практики в тези области;
- Развитие на газопреносните мрежи при отчитане на икономическата целесъобразност и социално-икономическата потребност на страната ни;
- Достъп на клиенти до услугите по пренос на газ при условия на прозрачност и равнопоставеност, съобразно изискванията на националното и общностното законодателство и добрите европейски практики.

През 2019 г. по националната газопреносна мрежа са пренесени 38 180 GWh природен газ (с включени количествата пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), т.е. нарастване с 8% спрямо предходната 2018 година (35 368 GWh), в резултат на увеличеният пренос извън територията на страната.

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



Посочените като доставени количества природен газ в страната от внос и местен добив (30 465 GWh) и съответно - реално пренесените количества природен газ (38 180 GWh) се различават поради факта, че в дейността пренос влизат и:

1. Количествата, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“;
2. Разликата между добити и нагнетени количества в ПГХ „Чирен“;
3. Пренесените количества за износ извън територията на страната (3 367 GWh);
4. Разликата в количеството природен газ, което се намира под налягане в газопреносната система (лайнпек);
5. Технологичните загуби, технологични разлики от класа на точност на измервателните уреди и др.

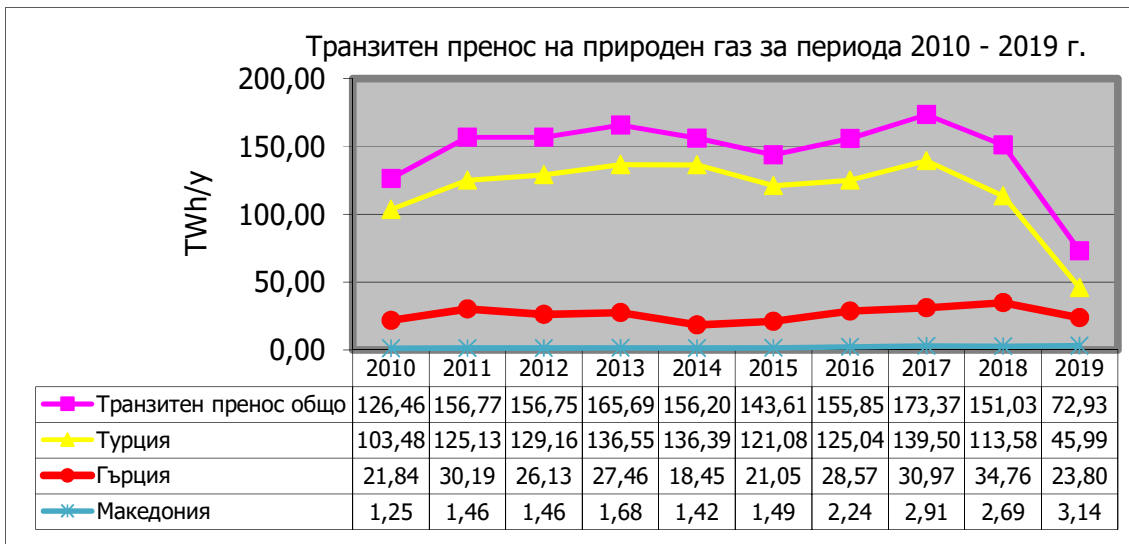
Техническият проектен капацитет на мрежата за пренос на природен газ до основната част от потребителите в страната възлиза на 78 736 GWh/y.

2. ТРАНЗИТЕН ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

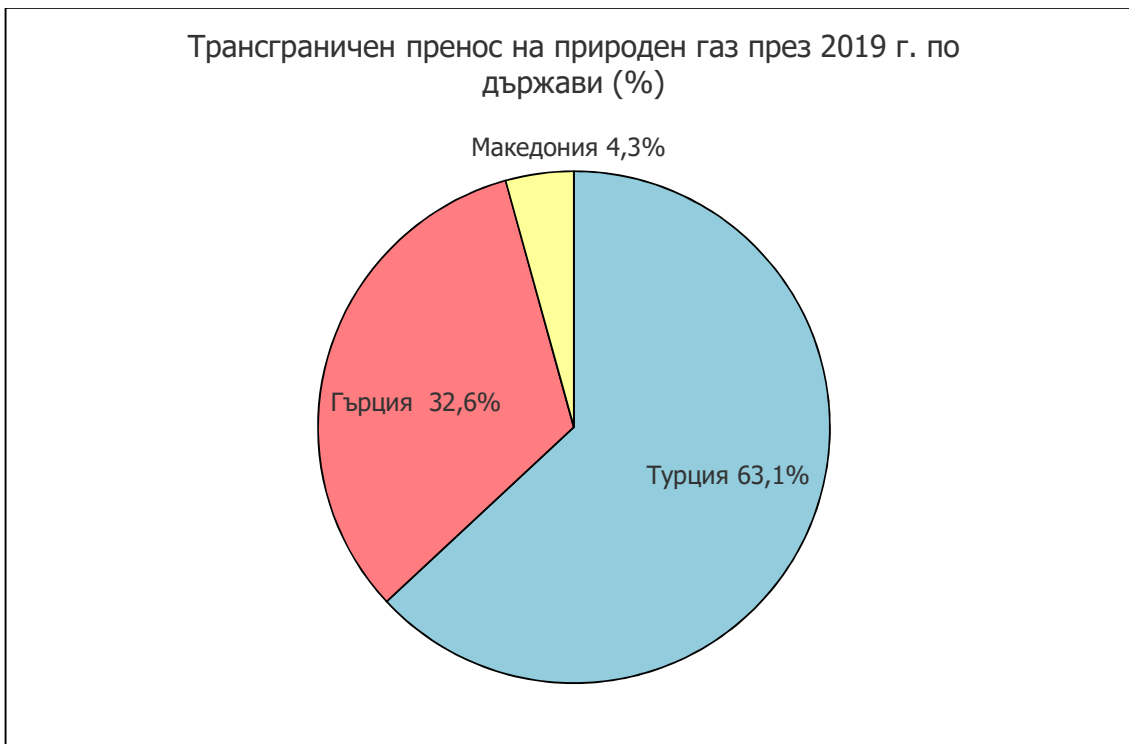
Пренасяните количества задоволяват 100% от потреблението в Северна Македония, около 70% от потреблението на Гърция.

Транзитираните количества природен газ през 2019 г. са 72,93 TWh или с 51,7% по-малко в сравнение с 2018 г. (151,03 TWh).

Транзитният пренос през територията на България за периода 2010-2019 г. е представен на следната графика:



Процентното разпределение на трансграничния пренос през 2019 г. по държави е:



3. СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г., издадена от ДКЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, чрез собствено подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ в близост до с. Чирен, община Враца. Хранилището разполага с 24 експлоатационни сондажи, компресорна станция с приблизителна обща инсталирана мощност 10 MW и спомагателни технологични съоръжения, необходими за осигуряване на съхранението на природен газ. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-30% от дневните нужди през студентите зимни месеци. Нагнетените / добитите количества природен газ в/от газохранилището зависят от пазарната конюнктура и оптималните технически възможности на ПГХ „Чирен“, при спазване на правилата за безопасна експлоатация. „Булгартрансгаз“ ЕАД и предприятията за природен газ, които имат клиенти с неравномерно потребление, са длъжни да поддържат стратегически резерв, свързан със сигурността на доставките и покриване на сезонната неравномерност.

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

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

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

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

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

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

През 2019 г. са нагнетени 4 348 GWh природен газ и са добити 3 795 GWh.

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 2018 г. и 2019 г.								
Месец	Добив				Нагнетяване			
	2018 г.		2019 г.		2018 г.		2019 г.	
	GWh	м ³	GWh	м ³	GWh	м ³	GWh	м ³
Януари	1,038.272	97,774,928	1,060.077	100,167,934	-	-	-	-
Февруари	798.152	75,170,005	836.213	79,014,541	-	-	-	-
Март	537.545	50,621,447	497.237	46,984,535	-	-	-	-
Април	-	-	-	-	299.595	28,454,259	191.464	18,165,460
Май	-	-	-	-	534.896	50,802,121	846.922	80,140,221
Юни	-	-	-	-	936.363	88,729,610	938.512	88,748,213
Юли	0.404	37975	-	-	571.008	53,686,351	836.388	78,815,260
Август	-	-	-	-	569.940	53,525,543	638.075	59,997,631
Септември	-	-	-	-	468.301	44,200,186	704.140	66,334,473
Октомври	0.087	8193	15.390	1,449,458	-	-	192.026	18,084,948
Ноември	204.451	19,318,814	341.210	32,192,701	-	-	-	-
Декември	861.311	81,386,243	1,045.247	98,617,483	-	-	-	-
Общо:	3,440	324,317,605	3,795	358,426,652	3,380	319,398,070	4,348	410,286,206

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



Измервателни линии в ГИС

1. ТЪРСЕНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

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

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

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

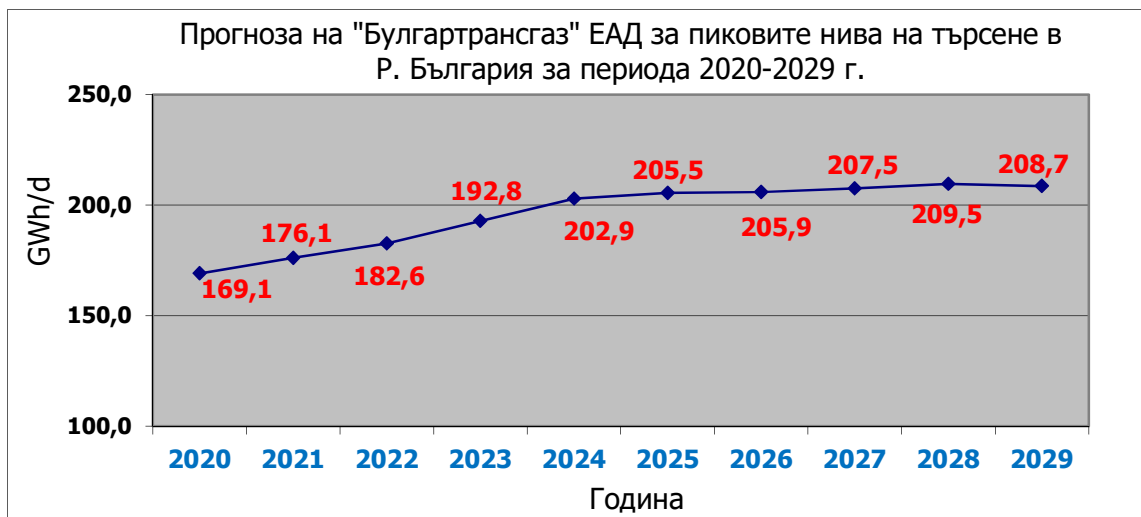
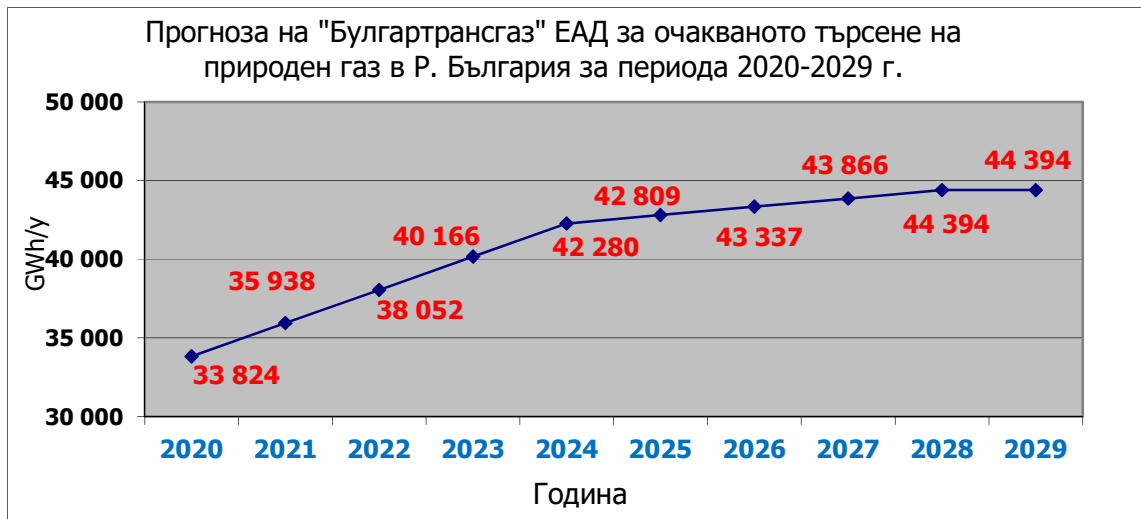
- Устойчив икономически растеж на БВП - между 2 и 3% годишно;
- Увеличава се делът на природния газ в крайното потребление във връзка с повишаване на степента на газификация по съществуващите газоразпределителни мрежи и газификацията на нови региони;

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

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

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

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

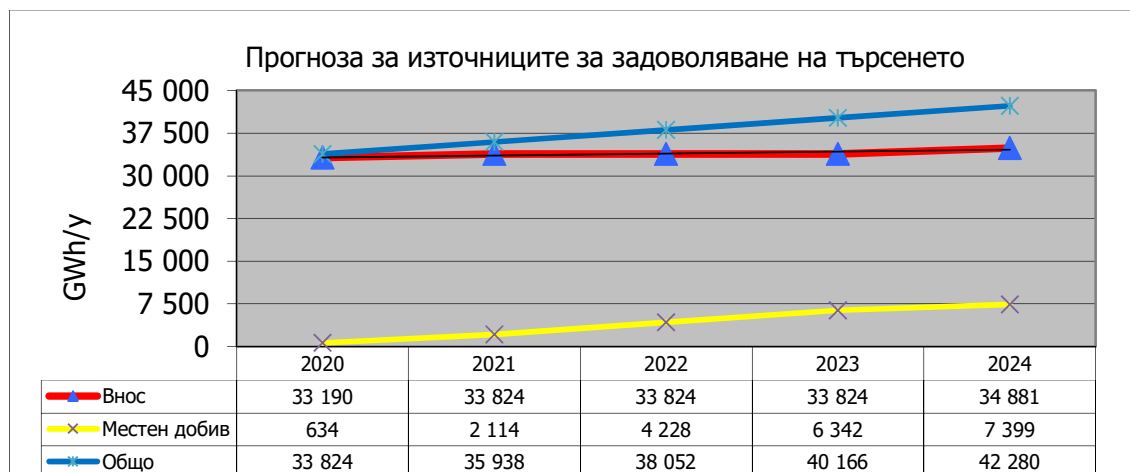


2. ИЗТОЧНИЦИ ЗА ЗАДОВОЛЯВАНЕ НА ТЪРСЕНЕТО В СТРАНАТА

През 2019 г. търсенето на природен газ е задоволявано, както следва:

- Внос – 30 390 GWh (99,8%);
- Местен добив – 75 GWh (0,2%).

Прогнозата за източниците за задоволяване на търсенето на природен газ в страната за периода 2020-2024 г. е представена на графиката:



2.1 Внос

През 2019 г. основната част от вноса на природен газ в страната е от Русия през териториите на Русия, Молдова, Украйна и Румъния. Благодарение на увеличаване на капацитета за пренос от Гърция и Румъния към България са осъществени доставки от алтернативни доставчици в размер на около 528 млн. м³. Миксът на природния газ от внос поетапно ще се допълва с такъв от нови източници, постъпващ по нови маршрути и доставчици, в резултат от реализацията на планираните нови газови проекти и разработваните находища. От началото на 2020 г. основните количества природен газ се доставят през новата входна точка IP Странджа 2/Малкочлар.

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

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

2.2 Местен добив

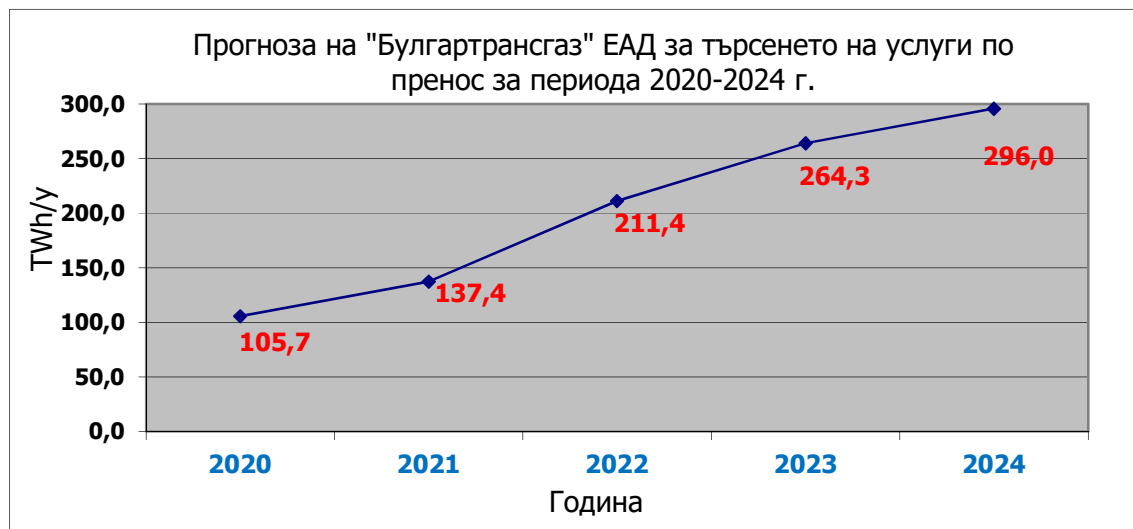
През 2020 г. местният добив се очаква да се задържи на незначително ниво в резултат от частичното изчерпване на съществуващите находища. Прогнозата за нарастване на местния добив след 2020 г. се базира на очакванията за нарастване на потреблението на природен газ в страната и региона, както и на големия брой нови концесии за проучване на находища, като вероятността за значителни залежи е насочена по-специално към находища в акваторията на Черно море.

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

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

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

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



СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ



ГИС „Странджа“

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2020-2024 г., в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) №2017/1938, относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) 994/2010.

Формулата N-1 описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на газ в района на изчислението, в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително високо търсене, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

В случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на общото търсене на газ в района на изчислението, т.е. $N-1 > 100\%$.

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

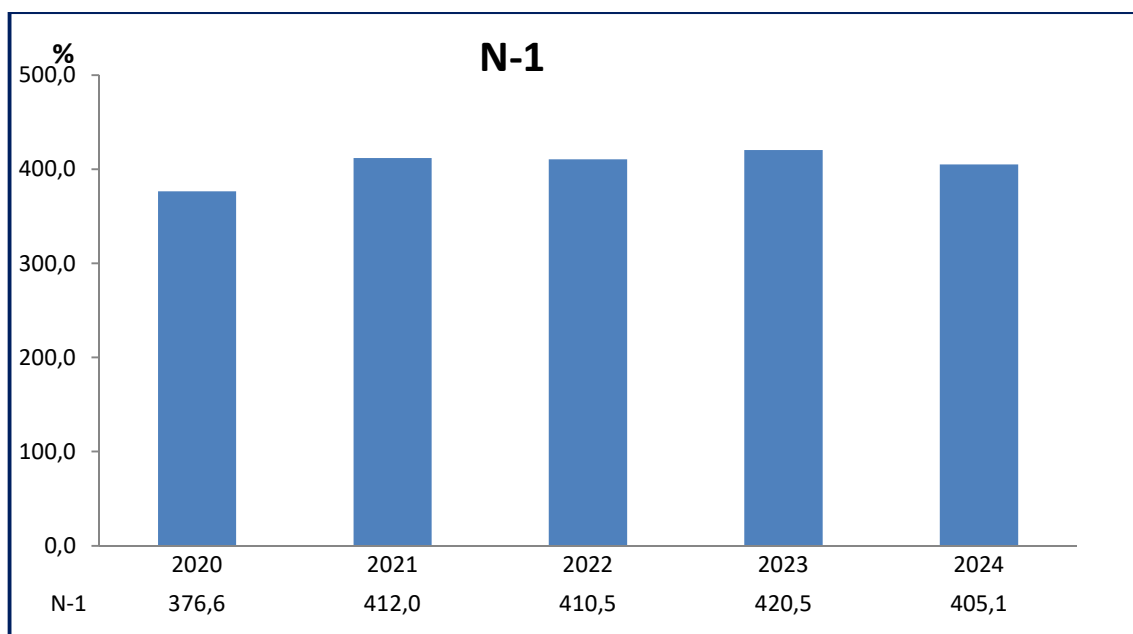
$$N - 1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^7 EP_m + S_{max} + P_{max} - I_{max}}{D_{max}}$$

Където:

EP₁	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар, ограничен от капацитета за трансфер от ГМТП към НГПМ, млн. м ³ /д с отчитане на потреблението в югозападна България
EP₂	Технически капацитет на IP Негру вода 2,3/Кардам, ограничен от капацитета за трансфер от ГМТП към НГПМ, млн. м ³ /д с отчитане на потреблението в югозападна България
EP₃	Технически капацитет на Негру вода 1/Кардам, млн. м ³ /д
EP₄	Технически капацитет на интерконектор България-Сърбия, млн. м ³ /д
EP₅	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро, млн. м ³ /д
EP₆	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево (IBR), млн. м ³ /д
EP₇	Технически капацитет на интерконектор Гърция-България (IGB), млн. м ³ /д
Smax	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен, млн. м ³ /д
Pmax	Национално производство на природен газ – максимален възможен добив, млн. м ³ /д
Dmax	Национално потребление - пиково потребление, млн. м ³ /д в най-студен ден с вероятност за настъпване веднъж на 20 г.
Imax=EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м ³ /д

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

Година	Pmax	Smax	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6	EP7	Dmax	EP1=Imax	N-1
mcm/d											%
2020	0,16	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	9,00	17,20	31,00	376,6
2021	0,55	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	9,00	18,00	31,00	412,0
2022	1,10	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	9,00	18,20	31,00	410,5
2023	1,64	4,70	31,00	20,25	5,48	6,12	2,54	9,00	19,20	31,00	420,5
2024	1,92	4,70	31,00	20,25	5,48	6,12	2,54	9,00	20,00	31,00	405,1



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

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

ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПЕРИОДА 2020-2029 Г.



Строителство на линейна част на газопровод високо налягане

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

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, както и задълженията на комбинирания газов оператор към обществото, определят необходимите инвестиции, планирани да бъдат извършени в периода 2020 - 2029 г.

Планираните инвестиции са в съответствие и в изпълнение на приетото с Решение № 847 от 22.11.2018 г. на Министерски съвет и с Решение от 28.11.2018 г. на Народното събрание „Изменение и допълнение на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. За надеждна, ефективна и по-чиста енергетика“.

Предвидените за периода 2020-2029 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните основни цели:

- 1. Повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда** за посрещане на очакваното нарастващо търсене на газ в страната и региона, чрез:



- Инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен“;
- Инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията;
- Инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.

2. Осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, в резултат по-голяма енергийна независимост и възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез:

- изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори и с проектите от Южния газов коридор, които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа;
- присъединяване на добивните предприятия в страната към газопреносната мрежа;
- изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите;

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

- Инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с газопреносни мрежи, разположени извън територията на страната;
- Инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване, така и на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.

4. Достъп до природен газ на нови общини, както и на нови крайни потребители, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво, чрез:

- разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната;
- изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители или на газоразпределителни мрежи.

В настоящата глава от Плана е структурирана информация за основната инфраструктура, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години (2020 – 2029 г.).

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите – десетгодишен, както и поради включването в Плана на проекти, за които в настоящия момент не е взето окончателно инвестиционно решение, както и проекти, чието развитие е свързано с изпълнение на други международни проекти в газовия сектор, за по-голяма яснота Планът за развитие на мрежите е структуриран в 3 основни групи, в които са дефинирани

конкретните обекти, график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:

- инвестиции, за които вече е взето решение за изпълнение през периода 2020 – 2022 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 2020 – 2029 г. – Таблица 2;
- проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 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 2020 – 2022 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 2020 – 2022 г., в окрупнен вид, са представени в следващата Таблица 1. Изпълнението по някои от обектите е започнало преди 2020 г., но работата по тях продължава и през периода 2020 – 2022 г. За такива обекти в таблицата е посочена само очакваната стойност на инвестициите през посочения тригодишен период. Посочените средства представляват финансирането, което ще бъде осигурено от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Таблица 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2022 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2020-2022 Г.		
1. Инвестиции за Компресорни станции:		
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос		
КС „Ихтиман“ – учебно-практически център; Обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия“; КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“ – ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“; Ремонт и супервизия при демонтаж и обратен монтаж на 4 бр. уплътнения Tandem T.28 BD – “John Crane” EAA; Реконструкция на обвръзка при КС „Странджа“	2018-2021	2 529

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2022 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
Преоборудване на горивните системи на 1 брой ГТКА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ, планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2018-2021	17 170
Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции	2016-2021	107 393
1.2. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2018-2022	7 113
КС „Вълчи дол“ – ремонт КРУ 6 kV	2018-2021	1 380
2. Инвестиции на съществуващи АГРС		
2.1. Национална газопреносна мрежа		
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч“, АГРС „Самоков“, ГРС „Страшимирово“, ГРС „Плевен“	2018-2020	956
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2020-2022	625
3. ПГХ Чирен		
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения – 3D полеви сеизмични проучвания ³ ; модернизация на телеметричната система на сондажите; обновяване на програмируем логически контролер	2018-2020	6 724
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен“ – намаляване на вибрациите в ГМК и технологичните линии от ГМК до II-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК; изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри н 4 бр. ГМК“; внедряване на система за регулиране на производителността на 2 бр. ГМК	2016-2021	7 412

³ 3D полевите сеизмични проучвания са част от ПОИ 6.20.2 Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“. За тях е получено безвъзмездно финансиране по Механизъм за свързване на Европа.

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2022 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
4. Национална газопроводна мрежа		
<p>Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол – КВ Преселка; Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово; Реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен“ чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца“; Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“; ГРС „Страшимирово“ – реконструкция и разширение;</p>	2016-2022	116 877
5. Транзитни газопроводи		
<p>Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод за Гърция и ремонт на ОС „Стряма“</p>	2018-2020	3 025
<p>Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци</p>	2018-2021	7 070
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА		
1. Национална газопрепосна мрежа		
<p>Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник</p>	2018 – 2022	4 816
<p>Разширение на газопрепосната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница</p>	2018 - 2021	2 143 548
2. Съхранение на природен газ		
<p>Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен“ и внедряването ѝ с надлежен хардуер; Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“</p>	2018 – 2021	1 080

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2022 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
3. Инвестиции в спомагателни мрежи		
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2018-2023	6 188
III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ		
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната		
Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп, и до Банско и Разлог ⁴	2018-2023	58 461
2. Инвестиции за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции		
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево“; и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2018-2022	1 988

2. ИНВЕСТИЦИИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНОС И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ, ОБВЪРЗАНИ С РАЗВИТИЕТО НА МЕЖДУНАРОДНИ ПРОЕКТИ И ПРОЕКТИ НА ТРЕТИ СТРАНИ В ПЕРИОДА 2020 – 2029 Г.

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

Таблица 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
I. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ГАЗ		
1. Междусистемни газови връзки		
1.1. Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB) към националната газопреносна мрежа	2019-2020	8 160
1.2. Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)	2019-2022	153 165 ⁵

⁴ За изпълнение на проектите е получено съфинансиране по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) - Договор за безвъзмездна финансова помощ 057А.

⁵ Размерът на инвестицията е определен въз основа на проучвания и анализ, извършени от „Булгартрансгаз“ ЕАД във връзка с подготовка за привличане на финансиране от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ и Механизъм за свързване на Европа;

Посочените средства по позиции 1.1. и 1.2. от Таблица 2 представят финансирането, което ще бъде осигурено от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

3. ПРОЕКТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА ЗА ПРЕНΟΣ И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В ПЕРИОДА 2020 – 2029 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, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2020 – 2029 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение	Очакван размер на инвестицията хил. лв. (без ДДС)
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ		
1.1. Преоборудване на горивните системи на 5 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019 - 2022	25 000
1.2. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“	2020	2 000
2. Национална газопреносна мрежа		
2.1. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018-2021	2 010
3. Общи за разпределение		
3.1. Придобиване дялово участие в терминал за втечен газ в Александруполис	2020	25 000
4. Съхранение на природен газ		
4.1. Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“ ⁶	2020 - 2025	200 000

Посочените средства по позиции 1.1. и 2.1. от Таблица 3, представят прогнозната стойност на „Булгартрансгаз“ ЕАД за необходимото финансиране.

По отношение проекта от „общ интерес“ по позиция 4.1. - Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“, в таблицата са посочени средствата, които „Булгартрансгаз“ ЕАД ще отпусне за изпълнение на проекта през периода 2021-2025 г. Общата прогнозна стойност на проекта е 238 млн. евро, като за разликата ще бъдат търсени различни форми и средства на финансиране, в това число посредством финансови инструменти и програми на ЕС.

⁶ Проект от „общ интерес“ по смисъла на Регламент (ЕС) 347/2013, включен под номер 6.20.2 в Четвърти списък с проекти от „общ интерес“.

4. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2020 – 2029 г.

В настоящия раздел е представена Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020-2029 г. Тя е разделена на следните видове дейности:

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

4.1. Тригодишна инвестиционна програма (2020-2022), включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо 2020 г.	Общо 2021 г.	Общо 2022 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	1 489 665	1 014 027	58 977
<i>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</i>	<i>1 322 040</i>	<i>895 495</i>	<i>34 558</i>
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	<i>3 092</i>	<i>4 174</i>	<i>821</i>
Линейна част	134	64	64
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	275	661	0
Комуникационни и информационни системи	2 683	3 449	757
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	<i>1 315 801</i>	<i>885 011</i>	<i>13 341</i>
Линейна част	1 310 979	883 267	12 721
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	86	653	0
Комуникационни и информационни системи	3 826	465	0
АГРС и ГИС	910	626	620
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>660</i>	<i>420</i>	<i>0</i>
Сондажен фонд и шлейфи	480	0	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	180	420	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>2 487</i>	<i>5 890</i>	<i>20 396</i>

Програма / Раздел	Общо 2020 г.	Общо 2021 г.	Общо 2022 г.
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	522	2 122	19 881
Комуникационни и информационни системи	1 965	3 768	515
<i><u>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</u></i>	<i><u>158 300</u></i>	<i><u>111 032</u></i>	<i><u>16 419</u></i>
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	<i>86 829</i>	<i>50 609</i>	<i>0</i>
Линейна част	4 430	5 813	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	82 399	44 796	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	<i>58 627</i>	<i>55 694</i>	<i>14 939</i>
Линейна част	54 129	51 095	12 539
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	3 392	4 074	2 000
АГРС и ГИС	1 106	525	400
<i>Съхранение на природен газ</i>	<i>12 266</i>	<i>2 195</i>	<i>0</i>
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 024	0	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	5 542	2 195	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	<i>578</i>	<i>2 534</i>	<i>1 480</i>
Линейна част	389	1 920	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	189	614	1 480
<i><u>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</u></i>	<i><u>9 325</u></i>	<i><u>7 500</u></i>	<i><u>8 000</u></i>

4.2. Инвестиционна програма за периода 2023-2029 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите, в хил. лева, без ДДС

в хил. лв без ДДС

Програма / Раздел	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо	Общо
	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ОБЩО Годишна програма за Инвестиции:	66 591	56 830	39 312	41 598	43 096	45 698	48 767
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	27 541	29 843	12 012	12 372	12 743	13 635	14 590
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	4 600	4 013	4 079	4 202	4 327	4 630	4 954
Национална газопреносна мрежа	8 141	10 830	5 392	5 553	5 720	6 120	6 548
Съхранение на природен газ	12 500	12 500	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 300	2 500	2 541	2 617	2 696	2 885	3 087
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	31 550	18 987	19 300	20 926	21 553	23 063	24 677
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	12 900	11 200	11 385	11 726	12 078	12 924	13 828
Национална газопреносна мрежа	11 500	4 692	4 769	4 913	5 060	5 414	5 793
Съхранение на природен газ	5 200	953	969	998	1 028	1 100	1 177
Общи за разпределяне по видове дейности	1 950	2 142	2 177	2 243	2 310	2 472	2 645
РАЗДЕЛ I.3 -Доставка на машини и оборудване	7 500	8 000	8 000	8 300	8 800	9 000	9 500

5. ОПИСАНИЕ НА КЛЮЧОВИ ПРОЕКТИ

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

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

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

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

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

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

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

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

Газоразпределителният център „Балкан“ би могъл да разчита на:

- руски природен газ през новоизградения морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет и по действащото към момента трасе;

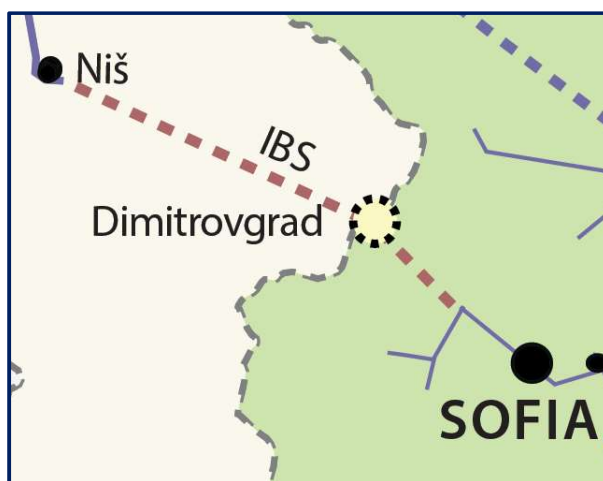
- природен газ, добиван в шелфа на Черно море, в българския и румънския участъци;
- природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) ;
- LNG от терминалите в Гърция и Турция, в т.ч. терминала край Александрополис.

През 2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД възложи извършването на детайлно предпроектно проучване за Газов хъб „Балкан“, което беше съфинансирано по Механизма за свързване на Европа (Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2016/1290649). В резултат от проучването беше идентифицирана необходимата газова инфраструктура (съществуваща и нова) за реализиране на газовия хъб на база очаквани източници на доставка на природен газ.

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

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

5.1.1. Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS), ПОИ 6.8.3



Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) се предвижда като реверсивна връзка, която ще свързва националните газопреносни мрежи на Република България и Република Сърбия.

Газопроводът е с обща дължина около 170 км от гр. Нови Искър, Република България до гр. Ниш, Република Сърбия, от които около 62 км на българска територия. След

изграждането ѝ, газовата връзка ще бъде с пропускателна способност 1,8 млрд. м³/г. с възможност и за реверсивен поток.

С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция. Същевременно, в кризисна ситуация ще се използва за доставка на природен газ от Сърбия.

През м. май 2018 г. от министъра на енергетиката на Република България и министъра на енергетиката и минното дело на Република Сърбия е подписана съвместна декларация относно изграждането на газовия интерконектор, чрез която декларацията и със съгласието на Европейската комисия „Булгартрансгаз“ ЕАД е определен за организатор на проекта и бъдещ оператор на интерконектора. Поет е съвместен ангажимент от двете страни за изграждане на газопровода до средата на 2022 г.

Първоначалните дейности за реализация на IBS на българска територия са изпълнявани от Министерство на енергетиката на Република България в качеството му на организатор на проекта.

Съгласно постигнатите договорености в съвместната декларация, с получаването на проекта от Министерство на енергетиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД поема задължението да завърши проектирането на газопровода, да получи разрешение за строеж и след като осигури необходимото финансиране да изгради междусистемната връзка.

Осигурено е финансиране по Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014 - 2020 (ОПИК) за завършване на подготвителните дейности с цел получаване на разрешение за строеж. Извършват се подготвителни дейности за кандидатстване по Механизма за свързване на Европа, за съфинансиране на доставки и строителни дейности.

Разработен е подробен план за изпълнение на проекта, с планиран краен срок за въвеждане в експлоатация – м. май 2022 г., съобразно графика за изпълнение на обекта на територията на Република Сърбия и Република България към съвместната декларация от 2018 г.

5.1.2. Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB), ПОИ 6.8.1



Междусистемната газова връзка Гърция – България се проектира за пренос на природен газ между Гърция и България, чрез свързване с националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора, с газопреносната мрежа на DESFA S.A. и с газопровода TAP, в района на гр. Комотини, Гърция. Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери Български Енергиен Холдинг ЕАД (50%) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50%). Акционери с равни дялове в IGI Poseidon са DEPA S.A., Гърция и Edison, Италия.

Трасето на газопровода Комотини-Димитровград-Стара Загора е с дължина 182 км., от които 151 км. на територията на България и 31 км. на територията на Гърция, с диаметър на тръбата 32" (813 мм). Техническият капацитет на газопровода е до 3 млрд. м³/г., с възможност да се увеличи до 5 млрд. м³/г. чрез изграждане на компресорна станция.

На територията на Р. България се предвижда изграждане на отклонения до района на градовете Кърджали и Димитровград. В програмата за прединвестиционна подготовка на „Булгартрансгаз“ ЕАД до 2020 г. са предвидени 8 160 хил. лв. за присъединяване на IGB към Националната газопреносна мрежа.

На територията на Гърция, във връзка с развитието на Южния газов коридор, се предвижда възможност за свързване на IGB с газопровода TAP и с газопреносната инфраструктура на DESFA S.A.

След проведени обществени поръчки, вече са възложени договори за доставка на тръби, за изграждане и въвеждане в експлоатация и осъществяване на строителен надзор.

5.1.3. Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница

Прогнозните инвестиционни разходи на проекта възлизат на 2 767 115 441 лева (два милиарда седемстотин шестдесет и седем милиона сто и петнадесет хиляди четиристотин четиридесет и един лева), без ДДС.

С реализацията на Разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница ще се постигне:

- сигурност на доставките на природен газ за България;
- сигурност на доставките на природен газ за съседните балкански страни и региона;
- откриване на допълнителни висококвалифицирани работни места.

С Решение № 847 от 22.11.2018 г. на Министерски съвет и с Решение от 28.11.2018г. на Народното събрание (обнародвано в бр. 101, от дата 7.12.2018 г. на Държавен вестник) е прието „Изменение и допълнение на Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. За надеждна, ефективна и по-чиста енергетика“.

За да изпълни своите ангажименти, залегнали в актуализацията на енергийната стратегия, съгласно решенията на двете институции, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предприел необходимите действия за реализацията на проекта за разширение на газопреносната мрежа на Дружеството в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница.

Проектът **„Разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската граница до българо-сръбската граница“** е част от концепцията за газов хъб Балкан, чиято цел е утвърждаване ролята на Република България, като водещ търговски разпределителен център в региона и Европейския съюз като цяло.

Проектът за разширението на газопреносната инфраструктура - **„Балкански поток“** е приоритет на българското правителство и на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С неговата реализацията се цели повишаване сигурността на доставките на природен газ от различни източници, засилване на конкуренцията и прозрачността на пазара с природен газ, което от своя страна да окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ. Като ключов проект за пазарната интеграция Балкански поток ще допринесе за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, като същевременно ще допринесе за създаването реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България.

Първият етап от проекта включва преносен газопровод с дължина около 11 (единадесет) км и диаметър 1220 мм и Газоизмервателна станция, разположена непосредствено до Компресорна станция „Странджа“, които са въведени в експлоатация.

През месец април 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД определи за изпълнител на обществената поръчка участникът Обединение „Консорциум Аркад“, с когото сключи договор на 18.09.2019 г. Обединение „Консорциум Аркад“ е обединение от чуждестранни компании, като негови членове са: Аркад Ей Би Би С.п.А. – Италия и Аркад Енджиниъринг енд Констракшънс Къмпъни – Саудитска Арабия.

За цялостната реализация на проекта за разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската до българо-сръбската граница ще бъдат изградени и две компресорни станции – КС „Нова Провадия“, в землището на с. Ветрино, област Варна и КС „Расово“, в района на с. Расово, община Медковец, област Монтана.

След проведена открита процедура по ЗОП, за изпълнител на компресорните станции беше определен участникът ДЗЗД „ФЕРОЩАЛ БАЛКАНГАЗ“, с когото е сключен договор за проектиране, доставки и изграждане на 03.10.2019 г.

ДЗЗД „ФЕРОЩАЛ БАЛКАНГАЗ“ е обединение от две български и една чужда компания, като негови членове са: Ферошал Индустрианлаген ГмбХ – Германия, „Главболгарстрой“ АД и Главболгарстрой Интернешънал“ АД. Декларирани от обединението подизпълнители са: Солар Търбайнс Юрп С.А. - Белгия, „Турбо Машина България“ ЕООД и „Химкомплект Инженеринг“ АД.

5.1.4. Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ (ПОИ 6.20.2)

ПГХ „Чирен“ е единственото газохранилище на територията на страната. Проектът за неговото разширение се състои в поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по-големи дебити при добив и при нагнетяване.

Той е проект от „общ интерес“, включен в действащия в момента четвърти списък с проекти от „общ интерес“ на ЕС. Предвижда се увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8–10 млн. м³/ден.

ПГХ „Чирен“ е ключов инструмент за функционирането на газовия пазар в Република България, чрез който се компенсира сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението и осигурява аварийен резерв. Изпълнението на проект за неговото разширение цели от една страна да бъдат създадени условия за гарантиране сигурността на доставките до българските потребители и потребителите в страните от региона, и от друга страна ПГХ „Чирен“ да се развие като търговско хранилище в един взаимосвързан регионален и общоевропейски пазар, тъй като ПГХ „Чирен“ е неразделна част от регионалната газова система, състояща се от междусистемни връзки, LNG терминали, хранилища.

Предимство на ПГХ „Чирен“ е, че то е действащо хранилище и сроковете за изпълнение на неговото разширение са значително по-кратки в сравнение с тези за изграждане на нови съоръжения за съхранение.

В изготвения Технологичен проект за експлоатация и разширение на ПГХ „Чирен“, са разработени четири варианта за разширение на газохранилището, които визират постепенно увеличаване на резервоарното налягане до 180 bar. Като икономически най-изгоден проектантът предлага Вариант 3, т.е. активен газ 1 млрд. м³, дебит на нагнетяване и добив 8-10 млн. м³/д и максимално резервоарно налягане до 150 bar. Тези параметри са определени въз основа на анализа на наличната геолого-геофизична, сондажна и резервоарно-инженерна информация за Чиренската геоложка структура и капацитетните възможности на надземните съоръжения.

За прецизиране на варианта за разширение на газохранилището в аспект максимално резервоарно налягане е предвидено провеждането на допълнителни изследвания (3D сеизмични изследвания, геомеханично симулиране и наземен газов анализ), като геомеханичното симулиране на Чиренския резервоар и наземният газов анализ върху площта на Чиренската структура бяха завършени съответно през 2015 г. и 2016 г. В процес на изпълнение е предпроектно проучване „Провеждане на 3D полеви сеизмични

проучвания върху площта на Чиренската структура, част от проект 6.20.2 Разширение на ПГХ „Чирен“, което обхваща следните дейности:

- Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура;
- Контрол на качеството при извършване на 3D полеви сеизмични проучвания и обработка на получените данни.

Предпроектното проучване е финансирано по МСЕ, като на 23 октомври 2015 г. е подписано споразумение за безвъзмездна помощ № INEA/CEF/ENER/M2015/1029442 между „Булгартрансгаз“ ЕАД и Изпълнителна агенция за иновации и мрежи към ЕК. Размерът на безвъзмездните средства е до 3 900 000 евро (50% от стойността на проучването).

Предвижда се проучването да приключи през 2020 г. Резултатите от него, както и от останалите извършени анализи и проучвания ще служат като основа при определянето на окончателния вариант за разширение на ПГХ „Чирен“ и на следващите стъпки, свързани с проектиране и строителство на подземни и надземни съоръжения, които ще позволят увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“.

Очаква се след взимане на инвестиционно решение и осигуряване на финансиране, дейностите по разширение на ПГХ „Чирен“ да приключат до края на 2025г.

5.1.5. Независима система за природен газ Александруполис (Терминал за втечен природен газ край Александруполис, Гърция)

Проектът е включен в Четвъртия списък на проектите от общ интерес (PCI) на ЕС. Инфраструктурата включва плаващ терминал (Floating, storage and regasification units - FSRU) за приемане, складиране и повторно регазифициране на LNG, който ще бъде позициониран в крайбрежната зона на Александруполис. Независимата система за природен газ Александруполис се реализира от проектната компания „Gastrade“ S.A.

Съоръжението ще бъде свързано с националната система за пренос на природен газ на Гърция, по която в последствие природният газ ще може да се пренася до потребителите в Гърция и други страни.

За България природният газ може да постъпва посредством газовата връзка Гърция – България (IGB) или през съществуващата междусистемна свързаност с Гърция.

Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция на 6,1 млрд. м³ годишно. Капацитетът за съхранение е 170 хил. м³.

В Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. е предвидено 20% акционерно участие на българския газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД в проектната компания. С решение на МС №6/08.01.2020 г. е потвърдено придобиването на 20% от акционерния капитал на „Gastrade“ S.A.

Предвижда се търговската експлоатация на съоръжението да започне през 2022 г.

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

5.2.1. Eastring - България

Eastring – България е подпроект на проекта „Eastring“, предвиждащ изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между IP Velké Karušany / Veké

Zlievse на територията на Словакия и точка на свързване (IP) с външна граница на ЕС на територията на България. „Булгартрансгаз“ ЕАД е компанията, която е ангажирана за реализацията на българския участък от Eastring.

Проектът съчетава изграждане на нова газова инфраструктура с оптимизация на съществуващата в страните по трасето на коридора.

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

Със съфинансиране от Механизма за свързване на Европа, в периода 2017-2018 г. беше изпълнено предпроектно проучване, според което двупосочният газопровод с диаметър 1400 мм и работно налягане от 100 бара ще има капацитет до 20 bcm на година на първия етап, с потенциално повишаване до 40 bcm на година в следващата фаза. Капиталовите разходи (CAPEX) за Фаза I на целия проект са оценени на 2,6 млрд. евро.

Съгласно резултатите от проучването, на територията на Р. България⁷, при доказване на икономическата целесъобразност и ефективност на проекта, се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 262 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на Р. България. Предвижда се изграждането на 1 нова компресорна станция и 1 нова газоизмервателна станция.

5.2.2. Междусистемна връзка България - Северна Македония

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

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

В тази връзка са подписани:

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

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

5.2.3. Възможности за нови газови хранилища в България

За гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия

⁷ Проектът на „Булгартрансгаз“ ЕАД представлява изцяло нова инфраструктура на територията на България. Капацитетът на газопровода е изцяло нов и не засяга капацитет по сключени дългосрочни договори за трансграничен пренос.

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

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

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

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

5.3.1. Проекти в ход

○ Газопроводно отклонение Разлог - Банско

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

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

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

Планираният срок за приключване на проекта е края на 2023 г.

○ Газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп

Планирано е газопроводът да бъде с дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Разглежданото трасе на

газопроводно отклонение е както следва: от КВ (кранов възел) Виноградец, разположен на Южния полупръстен на МГ (магистрален газопровод) до АГРС западно от гр. Панагюрище, трасе от гр. Панагюрище до АГРС западно от гр. Пирдоп.

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

Изпълнено е предпроектно проучване. Приключена е процедурата по правилата на ЕБВР за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране, който е в процес на изпълнение. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на Европейската банка за възстановяване и развитие на електронната платформа на банката <https://ecpp.ebrd.com/>.

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

- **Газопроводно отклонение до Свищов**

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

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

Изпълнено е предпроектно проучване. Избран е проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост), като договора е в процес на изпълнение. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на Европейската банка за възстановяване и развитие на електронната платформа на банката <https://ecpp.ebrd.com/>.

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

5.3.2. Предвидени възможности за изграждане на нови газопроводни отклонения

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

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

За описаният по-горе проект за ново газопроводно отклонение ще бъдат изпълнени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение. Реализацията му зависи до голяма степен от оценката за неговата целесъобразност, като се отчита и социалния

и икономическия ефект за региона и страната от реализирането му.

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

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

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

ПОИ 6.8.2 е комплексен проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България, включващ следните видове дейности:

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

Модернизацията, рехабилитацията и разширението на съществуващата газопреносна инфраструктура ще гарантират сигурен и надежден пренос на природен газ, ще подобрят ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система и ще осигурят необходимите капацитети и налягания. С изпълнението на планираните дейности ще бъдат осигурени технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи през съществуващите и нови входни и изходни точки и възможности за разнообразяване на посоките за пренос, в зависимост от пазарния интерес.

Дейностите по проекта са разпределени в три времеви фази:

Фаза 1 (завършена фаза): Дейности, изпълнени в периода 2013 – 2018 г.:

- Етап 1 на модернизация на 4 компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“, КС „Петрич“, КС „Странджа“), чрез интегриране на 6 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати, ГТКА. - Изграждане на газопровод КС Лозенец – ОС Недеялско (~ 20 км.), като част от предвидените по проекта дейности за разширение на газопреносната мрежа.
- Провеждане на инспекции.
- Внедряване на системи PIMS и GIS за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Фаза 2 (в изпълнение): Включва дейности, които са стартирали през 2016 г. и представляват естествено и логично продължение за цялостното реализиране на проекта, след изпълнение на Фаза 1. Фаза 2 включва:

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

- Провеждане на инспекции.
- Внедряване на допълнителен софтуер.

Фаза 3 (под условие): В тази фаза е включена инфраструктура, чието реализиране и параметри са под условие, тъй като са свързани с бъдещи решения относно проекта IBS и се отнасят до увеличение на капацитета на интерконектора от 1,8 на 2,4 млрд. м³/г. Инфраструктурата включва газопровод Горни Богров – Нови Искър с приблизителна дължина 19 км, DN 700 и компресорна станция „Богров” – 20 MW.

Дейностите от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2 се изпълняват със собствени средства на „Булгартрансгаз” ЕАД и безвъзмездно финансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF), по силата на следните споразумения за финансиране:

1. Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2015/1119568, за изпълнение на Действие № 6.8.2-0055-BG-S-M-15:	
Включени дейности:	Съфинансиране от CEF:
Дейност 1: Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията (подсилването) на северния полупръстен на газопреносната система (за газопроводен участък от 58 км.: „ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово”).	до 850 000 евро
Дейност 2: Подготвителни дейности за модернизация на 3 броя компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни турбинни газокомпресорни агрегати (КС „Лозенец”, КС „Ихтиман” и КС „Петрич”).	
Дейност 3: Вътрешнотръбни инспекции на два газопроводни участъка.	
2. Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2016/1290626, за изпълнение на Действие № 6.8.2-0026-BG-S-M-16:	
Дейност 1: Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията на газопреносната система за участък от 23 км.: ОС Вълчи Дол - ЛКВ Преселка	до 182 000 евро
3. Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2018/1749550, за изпълнение на Действие № 6.8.2-0034-BG-W-M-18	
Дейност 1: Изпълнение на строителство, с доставка на материали и оборудване за подмяната (рехабилитацията) на два участъка от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина около 81 км.	до 27 184 518 евро
Дейност 2: Строителен надзор	

Предвижда се дейностите по Фаза 2 на ПОИ 6.8.2 да приключат в средата на 2022 г. Подробна информация за отделните обекти от Фаза 2 е предоставена в точки 5.4.1.1., 5.4.1.2. и 5.4.1.3. по-долу.

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

Подмяната на преносния газопровод в участъка „ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци

– КВ Калугерово” с дължина от 58 км и диаметър DN700, който е въведен в експлоатация на два етапа, съответно през 1973 г. и през 1975 г. и е част от северния полупръстен на националната газопреносна мрежа (НГПМ), е във връзка с констатирани дефекти от проведени вътрешнотръбни инспекции и наложено ограничение в максималното допустимо работно налягане от 44 bar спрямо проектното, което е 54 bar, като с реализацията на проекта ще се гарантира надеждността на експлоатация и ще се осигури необходимия капацитет за пренос на природен газ.

Подготвителните дейности и подмяната на газопроводен участък „ОС Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово” са съфинансирани от МСЕ (Действие № 6.8.2-0055-BG-S-M-15 и Действие № 6.8.2-0034-BG-W-M-18).

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

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

Изготвен е Доклад за оценка на въздействието върху околната среда и е издадено Решение № 3-З/2018 г. на Министъра на околната среда и водите, с което одобрява осъществяване на инвестиционното намерение. Изготвени са подробен устройствен план – парцеларен план и инвестиционен проект, фаза работен.

Очаква се дейностите по договора да приключат през първото полугодие на 2020 г, като остават за изпълнение дейностите по придобиване на вещни права в полза на „Булгартрансгаз” ЕАД за поземлените имоти, които попадат в границите на технологичните площадки на крановите възли. В резултат на изпълнение на договора са издадени три разрешения за строеж: за етап 3 – преносен газопровод от КВ „Батулци” до КВ „Калугерово” - линейна част; за етап 2 – преносен газопровод от КВ „Дерманци” до КВ „Батулци” и за етап 4 – ОС „Беглеж”. След приключване на дейностите по придобиване на вещни права предстои да се издадат разрешения за строеж за етап 1 – преносен газопровод от ОС „Беглеж” до КВ „Дерманци” и за етап 3 – кранови възли.

През 2018 г. е проведена процедура по реда на Закона за обществени поръчки (ЗОП) и е сключен договор за изграждане на преносен газопровод в участъка КВ „Батулци” – КВ „Калугерово”. Строителството на линейната част от участъка е приключило и е подписан констативен акт за установяване годността за приемане на строежа (акт обр.15).

В началото на месец февруари 2019 г. е обявена процедура по ЗОП за избор на строител за участъка от ОС „Беглеж” до КВ „Батулци” и на ОС „Беглеж”. След проведена открита процедура е сключен договор за изграждане на преносен газопровод в участъка ОС „Беглеж” - КВ „Батулци” и ОС „Беглеж”. Предвидено е строителството да се изпълни в периода 2020-2021 г.

За законосъобразното издаване на разрешения за строеж и изпълнение на строежите са сключени договори за изготвяне на комплексни доклади за оценка на съответствието на инвестиционните проекти със съществените изисквания към строежите и за упражняване на строителен надзор по време на строителството за участъка от КВ „Батулци” до КВ „Калугерово”. Провежда се обществена поръчка за избор на консултант по чл.166 от ЗУТ

за упражняване на строителен надзор за участъка от ОС „Беглеж“ до КВ „Батулци“ и ОС „Беглеж“.

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

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

Подготвителните дейности и подмяната на газопроводен участък ОС Вълчи дол - ЛКВ Преселка са съфинансирани от МСЕ (Действие № 6.8.2-0026-BG-S-M-16 и Действие № 6.8.2-0034-BG-W-M-18).

През м. май 2017 г. е обявена обществена поръчка за избор на изпълнител на дейностите по проектиране. На 15.12.2017 г. е сключен договор с предмет: „Проучване и инвестиционно проектиране за строеж „Подмяна на преносен (магистрален) газопровод в участъка „ОС Вълчи дол – ЛКВ Преселка към Проект от „Общ интерес“ 6.8.2“. Очаква се дейностите по договора да приключат през 2020 г. В резултат на изпълнение на договора са изготвени подробен устройствен план – парцеларен план (ПУП-ПП) за участъка, одобрен със заповед на заместник-министъра на регионалното развитие и благоустройството, и инвестиционен проект, фаза работна, който е съгласуван от всички заинтересовани лица.

През м. декември 2019 г. е обявена процедура по ЗОП за избор на строител, който да изпълни подмяна на участъка от преносния газопровод от ОС Вълчи дол до ЛКВ Преселка, както и да изработи инвестиционен проект за оптична кабелна мрежа в участъка и изграждане на кабелната мрежа, след въвеждане в експлоатация на подменения участък от тръби. През м. януари 2020 г. е обявена процедура по ЗОП за избор на консултант по чл.166 от ЗУТ за изготвяне на комплексен доклад за оценка на съответствието на инвестиционния проект и упражняване на строителен надзор по време на строителството на участъка.

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

Задачата е част от цялостната концепция, свързана с изпълнението на ПОИ 6.8.2. „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“, чрез която се цели подобряване на ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система, осигуряване на технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, във връзка с планираните нови входни и изходни точки и адаптиране на съществуващата газова инфраструктура на територията на Р. България към новите изисквания на пазара и новите реалности, в контекста на плановете за развитие на инфраструктурата в региона.

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

Подготвителните дейности за модернизация на 3 броя компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“) чрез интегриране на нискоемисионни турбинни газоконпресорни агрегати са съфинансирани от МСЕ (Действие № 6.8.2-0055-BG-S-M-15).

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

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

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

В резултат на проведена процедура за обществена поръчка е избран изпълнител за Упражняване на консултантска дейност съгласно чл. 166, ал. 1 от Закона за устройство на територията (ЗУТ) за обект: „Модернизация на 3 компресорни станции, чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)“, с който на 03.10.2019 г. е сключен договор.

За Строеж I – Реконструкция на КС „Петрич“ с изграждане на 1 нов ГТКА има издадено разрешение за строеж от МРРБ. За Строеж II - Реконструкция на КС „Лозенец“ с изграждане на 2 нови ГТКА са изработени инвестиционни проекти във фаза „Технически проект“ и същите са съгласувани със специализираните държавни контролни органи.

Очакван каен срок за завършване на дейностите – до края на 2021 г.

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

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

През 2018 г. е проведена процедура на публично състезание по Закона за обществени поръчки (ЗОП) с наименование „Проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на строеж „Пускова и приемна камери на газопроводно отклонение „Бургас“ въз основа на която е сключен договор, който се изпълнява.

През 2019 г. е проведена обществена поръчка с наименование: „Проучване,

проектиране, доставки (с изключение, тези задължение на Възложителя), изграждане и въвеждане в експлоатация на строеж: Пускова и приемна камери на газопроводно отклонение Димитровград“. В началото на 2020 г. е избран изпълнител и е сключен договор.

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

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

5.4.4. Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“

Поради повишените количества газ за пренос към присъединените потребители, които надхвърлят проектните такива, се налага да бъде увеличен капацитета на ГО „Търговище“. Това може да бъде постигнато, като съществуващият газопровод бъде подменен с тръби с по-голям от сегашния диаметър. През 2018 г. е подписан договор за проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на строежа, който е в процес на изпълнение.

5.4.5. 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.

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

С реализацията на строеж „Намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на ГМК и технологичната линия от ГМК до II-ри пясъчен демпфер“ се цели намаляване на

стойностите на вибрациите в технологичното оборудване на ПГХ „Чирен“ в граници по-ниски от 10 mm/s, чрез извършване на строително-монтажни и ремонтни дейности и отстраняване на регистрираните отклонения в работата на нагнетателните тръбопроводи на ПГХ „Чирен“ от нормативните документи. За обекта е изготвен инвестиционен проект, фаза работен проект и има издадено разрешение за строеж. Предстои обявяване на процедура по Закона за обществените поръчки (ЗОП) за избор на изпълнител на строително-монтажните работи.

5.4.7. Подмяна тръби на открит цикъл на ГМК

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

За обекта е изработен инвестиционен проект и има издадено разрешение за строеж. През 2017 г. е обявена обществена поръчка за избор на строител, която беше прекратена. През месец декември 2019 г. е обявена отново обществена поръчка за избор на изпълнител на строително-монтажните работи.

5.4.8. ГРС "Страшимирово" - реконструкция и разширение

През 2019 г. е проведена обществена поръчка и е сключен договор за проектиране и изпълнение на реконструкция и разширение на съществуващата ГРС "Страшимирово", с цел гарантиране на предвиденият капацитет за пренос на природен газ в изходен пункт С007Р01 към ТЕЦ „Варна“ във връзка със сключен договор за присъединяване.

През 2019 г. е обявена и обществена поръчка за избор на Консултанта по чл. 166, ал. 1 от ЗУТ и в началото на 2020 г. е сключен договор.

5.4.9. Ремонт на очистно съоръжение "Стряма"

Очистно съоръжение „Стряма“ е технологично съоръжение към Транзитен газопровод DN1000, обезпечавашо прием и пуск на вътрешотръбни устройство с цел почистване и вътрешно тръбна инспекция на газопровода, чийто ремонт е необходим във връзка с възникнала през 2011 г. авария на съоръжението.

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

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

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

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

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

РАЗВИТИЕ НА КАПАЦИТЕТА НА ГАЗОВАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА „БУЛГАРТРАНСГАЗ“ ЕАД В ПЕРИОДА 2020-2024 Г.

Настоящият раздел от Десетгодишния план за развитие на мрежите има за цел да се покаже развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура и съоръжения. Доколкото към настоящия момент все още протичат процеси на изясняване на източниците и маршрутите, от които би достигнал природен газ до територията на Р. България, то са възможни различни варианти за степента на използваемост на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Планираните дейности на Дружеството в периода 2020-2024 г. ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД осигурява необходимия трансграничен капацитет, който позволява двупосочност на преноса на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в зависимост от развитието на газовия пазар в Европа и страната.

Прогнозни капацитети за периода 2020 -2024 г.

Към 1 януари, MWh/d	2020	2021	2022	2023	2024
Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	307 251	402 381	402 381	460 299	460 299
IP Негру вода 1	214 050	214 050	214 050	214 050	214 050
IBR	26 822	26 822	26 822	26 822	26 822
IGB		95 130	95 130	95 130	95 130
IBS*				57 918	57 918
ГИС Чирен	40 377	40 377	40 377	40 377	40 377
Местен добив	26 002	26 002	26 002	26 002	26 002
Изходен капацитет	459 179	480 319	480 319	538 237	538 237
IP Негру вода 1/Кардам	121 558	121 558	121 558	121 558	121 558
Изходна зона България	277 424	277 424	277 424	277 424	277 424
IBR	26 373	26 373	26 373	26 373	26 373
IGB		21 140	21 140	21 140	21 140
IBS				57 918	57 918
ГИС Чирен	33 824	33 824	33 824	33 824	33 824
Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	1 264 941	1 264 941	1 264 941	1 264 941	1 264 941
IP Негру вода 2,3/ Кардам	623 124	623 124	623 124	623 124	623 124
IP Кулата/Сидирокастро	64 695	64 695	64 695	64 695	64 695
IP Странджа 2/ Малкочлар	577 122	577 122	577 122	577 122	577 122
Връзка с НГПМ (вход)	21 140	21 140	21 140	21 140	21 140
Изходен капацитет	774 498	1 044 331	1 044 331	1 044 331	1 044 331

IP Странджа/Малкочлар	498 110	498 110	498 110	498 110	498 110
IP Кулата/Сидирокастро	117 568	117 568	117 568	117 568	117 568
IP Кюстендил/Жидилово	27 384	27 384	27 384	27 384	27 384
Изходна зона България	6 069	6 069	6 069	6 069	6 069
IP Kireevo/Zaychar (Bulgaria>Serbia) ***	125 367	395 200	395 200	395 200	395 200
Трансферна точка вход НГПМ - ГМТП	322 385	322 385	322 385	322 385	322 385
Трансферна точка изход НГПМ - ГМТП	21 140	21 140	21 140	21 140	21 140

* Физически и/ или търговски реверсивен пренос

** Посочените капацитети за входните и изходните точки са проектни и се отнасят за всеки вход/ изход поотделно и сумарно могат да надвишават техническия капацитет на инфраструктурата като цяло. В зависимост от динамичното преизчисляване на капацитета и неговото максимизиране, съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 459/2017 относно Механизмите за разпределение на капацитет, ще бъдат определяни съответните твърди и прекъсваеми капацитети за всяка точка

Преизчисляването на капацитета от обем в енергийна стойност е при горна граница на топлина на изгаряне на природния газ при референтна температура 25°C; 1000 куб.м. = 10,57 MWh

*** Преизчисляването на капацитета от обем в енергийна стойност за тази точка е при горна граница на топлина на изгаряне на природния газ при референтна температура 25°C; 1000 куб.м. = 10,40 MWh

Посочените капацитети за новите междусистемни връзки са по проектна информация към м. март 2020 г. и подлежат на промяна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

„Булгартрансгаз“ ЕАД е компания, работеща в условията на динамично променяща се среда и се стреми да развива ефективно инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в България в унисон с националните, регионалните и общеевропейски приоритети, цели и стратегии за постигане на сигурност, стабилност, диверсификация, пазарна интеграция, конкуренция и либерализация.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. са:

- Разширение на газопреносната инфраструктура в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница;
- Поддържане на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура;
- Модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносните мрежи и съоръжения;
- Развитие на междусистемната свързаност;
- Разширение на капацитета за съхранение на природен газ.

В периода 2020-2029 г. се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки със съседни държави. Планира се през България да преминават и ключови трансгранични газопроводи, които ще се свържат със съществуващата газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С реализирането на плановете на Дружеството, газовата инфраструктура на България ще свърза общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток, Източния средиземноморския басейн и Северна Африка. Като резултат ще бъдат гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България.

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

Приоритет в инвестиционната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД е изграждането на нови газопроводни отклонения, чрез които се създават условия за ускоряване на газификацията в страната със съответните икономически, социални, екологични и др. ползи за месното население.

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

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

ИЗПОЛЗВАНИ ИЗТОЧНИЦИ

- Енергийна стратегия на Р. България до 2020 г. изменена с Решение на Министерски съвет № 847 от 22.11.2018 г. и Решение на Народното събрание от 30.11.2018 г., обнародвано в бр. 101 от 07.12.2018 г. на Държавен вестник
- Министерство на Енергетиката на Р. България (www.me.government.bg)
- Комисия за Енергийно и Водно Регулиране (www.dker.bg)
- Данни за БВП, ПЕП, КЕП и др. от Национален статистически институт (www.nsi.bg)
- Данни за потреблението на природен газ, Eurostat (www.epp.eurostat.ec.europa.eu)
- Национален енергиен баланс на Република България (www.nsi.bg)
- Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Р. България през 2019 г. (www.me.government.bg)
- Списък Проекти от „общ интерес“, интернет страницата на Европейската комисия, Генерална дирекция „Енергетика“, (www.ec.europa.eu)
- Доклади за състоянието на енергийния съюз - Reports on the State of the Energy Union (<https://ec.europa.eu>)
- Доклад на Световната банка, Economic Consulting Associates Ltd (ECA) и Infracore Consult Ltd „Bulgaria: Options to Improve Security of Gas Supply“
- Публична информация, свързана с развитието на газовия пазар в региона, публикувана на следните интернет страници:
 - Булгаргаз (www.bulgargaz.bg)
 - Булгартрансгаз (www.bulgartransgaz.bg)
 - Balkan Gas Hub (www.balkangashub.bg)
 - Gazprom (www.gazprom.com)
 - Rosneft (www.rosneft.com)
 - White Stream (www.white-stream.com)
 - IGI Poseidon (www.igi-poseidon.com)
 - DESFA S.A. (www.desfa.gr)
 - DEPA, S.A. (www.depa.gr)
 - Gastrade (www.gastrade.gr)
 - Prometheus Gas (www.prometheusgas.gr)
 - Energean Oil & Gas (www.energean.com)
 - HRADF (www.hradf.com)
 - JP Srbijagas (www.srbijagas.com)
 - ГАМА АД (www.gama.com.mk)
 - LNG Hrvatska (www.lng.hr)
 - ICGB AD (www.icgb.eu)



- ITGI (www.edison.it)
- TAP (www.trans-adriatic-pipeline.com)
- Shah Deniz (www.bp.com)
- ANRE - National Energy Regulatory Authority (www.anre.ro)
- Transgaz S.A. (www.transgaz.ro)
- Romgaz (www.romgaz.ro)
- CEPA - Romania's Energy Crossroads – March 2016 – (www.cepa.org)
- SOCAR – (www.socar.az)
- BOTAS (www.botas.gov.tr)
- EMRA – Turkish Natural Gas Market – Report 2017
- Ministry of Foreign Affairs - Turkey's Energy Profile and Strategy (www.mfa.gov.tr)
- AIIB – Turkey Gas Storage Expansion Project 2018
- ETKILIMAN – (www.etkiliman.com.tr)
- World Bank (www.worldbank.org)
- ENTSOG (www.entsog.eu)
- Delek Drilling (www.delekdrilling.co.il)
- Информация, свързана с добива на природен газ в България, интернет страницата на Petroceltic International Plc (бившата „Мелроуз Рисорсиз“), (www.petroceltic.com)
- Бизнес програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2024 г., одобрена с решение по Протокол на УС на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 417/27.12.2019 г. и решение по Протокол на Надзорен съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 01/08.01.2020 г.
- Регионален инвестиционен план „Централна и Източна Европа“ 2019 г. (www.entsog.eu)
- Регионален инвестиционен план „Южен коридор“ 2017-2026 г. (www.entsog.eu)
- Общностен десетгодишен план за развитие на мрежата (TYNDP 2018) на ENTSOG (www.entsog.eu)
- GIE – Gas Infrastructure Europe (www.gie.eu)
- IEA - International Energy Agency (www.iea.org)
- IGU – International Gas Union, Working Committee 2 – UGS (www.igu.org)
- EIA – U.S Energy Information Administration (www.eia.gov)
- IENE – Institute of Energy for South – East Europe (www.iene.eu)
- BP Statistical Review of World Energy 2019 (www.bp.com)
- Turkish Policy Quarterly – 2016 (<http://turkishpolicy.com>)
- Ministry of Energy and Natural Resources – Republic of Turkey (www.enerji.gov.tr)
- IICEC – Istanbul International Center for Energy And Climate
- MER JSC Skopje - Macedonian Energy Resources Skopje (www.mer.com.mk)



- Consilium Europa – (www.consilium.europa.eu)
- Platts (www.platts.com)
- Gas in Focus 2017 /2018 (www.gasinfocus.com)
- Eustream – Presentation – 21 st Annual BBSPA Conference – April 2015 Wien
- DEPA – Presentation – CEER Workshop – 12 September 2016 – Athens
- DESFA – Presentation – Opening New Routes for Natural Gas in Europe – 2018
- European Commission - Balkan Gas Hub Concept and its Role in the EU's Internal Energy Market – 5 September 2016 – Varna
- Feasibility Study for the Balkan Gas Hub – Interim Results Presentation – 12 June 2018, Brussels
- CESEC Plenary and Working Group, 13 February 2020
- Газов хъб „Балкан“ – Кръгла маса – „Резултати от предпроектното проучване и следващи стъпки. Реализация на проекта и изграждане на газоразпределителен център на територията на Р. България“, 01-03 септември 2019 г. – Варна
- European Policy Institute – Кръгла маса „Между Москва и Брюксел: България на газовата карта на Европа“, м.октомври 2019 г. – София
- Информация от други вътрешно – фирмени документи и кореспонденция със заинтересовани страни

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Ключови проекти за нови газопроводи и за увеличаване на капацитета за съхранение на територията на страната и свързването им със съществуващата газопреносната мрежа

№	Проект	Окончателно инвестиционно решение (FID)	Срок за приключване	Изпълнител	Очаквана стойност на инвестицията (без ДДС)	Финансиране	Инфраструктура	Капацитет
I. Проекти, които допринасят за осъществяване на концепцията за Газов хъб "Балкан"								
1	Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от BG-TR до BG-RS	да	2022	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 1 415 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	~ 480 км Dn 1200 + 2 нови КС + 1 нова ГИС	Нов капацитет от Турция (17,93 млрд.м ³ /г), нов капацитет към Сърбия (13,03 млрд.м ³ /г)
2	Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS)	не	2022	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 81 млн. €	Собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД ¹	общо 170 км, от които ~ 62 км на българска територия	1,8 млрд. м ³ /г. с възможност и за реверсивен поток
3	Междусистемна връзка Гърция-България (IGB)	да	2020	„Ай Си Джи Би“ АД	~ 240 млн. € ² (~4 млн. €)	ЕЕPR и собствени средства на "Булгартрансгаз" ЕАД за свързването със съществуващата мрежа.	общо 182 км, от които 151 км на българска територия	3 млрд.м ³ /г - I етап 5 млрд.м ³ /г - II етап
4	Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система - Фаза 2	да	2022	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 340 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	подмяна на участъци - ~ 81 км.; модернизация на 3 КС - 4 ГТКА;	Общ допълнителен капацитет след реализиране на проекта - ~ 3 млрд.м ³ /г
5	Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“	не	2025	"Булгартрансгаз" ЕАД	~ 238 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	увеличаване на обема работен газ до 1 млрд.м ³ и увеличаване на възможността за добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м ³ /ден.	Увеличаване на обема работен газ с 450 млн.м ³ и увеличаване на възможността за добив и нагнетяване с до 5 млн. м ³ /ден.
6	Терминал за втечен природен газ край Александруполис ³	не	2022	"Газтрейд" С.А.	~ 370 млн. €	Собствено и привлечено външно финансиране	плаващ терминал (Floating, storage and regasification units - FSRU) за приемане, складиране и повторно регазифициране на LNG	Проектен капацитет за регазификация и подаване - 6,1 млрд. м ³ год./Капацитет за съхранение - 170 хил. м ³ .

Забележки:

¹ Работи се по привличане на външно финансиране от ОПИК и Механизъм за свързване на Европа

² Очаквана обща стойност на проекта, който се развива от трета страна, т.нар "third party projects". В скоби е стойността на разходите за свързване с мрежата на "Булгартрансгаз" ЕАД

³ "Булгартрансгаз" ЕАД участва като акционер в проектната компания. Актуална информация за проекта може да бъде намерена на интернет страницата на "Газтрейд" С.А.

