

ПРОЦЕДУРА OPEN SEASON

Правила за Фаза 2

Необвързващи оферти за добавен капацитет

Проекти за развитие и разширение на газопреносната система (ГПС) на „Булгартрансгаз“ ЕАД

27 март 2018



Попълвайки данните за необвързващи оферти за търсене на капацитет на посочените настоящи и потенциални трансгранични точки, МП се съгласява, че всички данни могат да бъдат споделени от получаващия ОПС със съседните ОПС по взаимосвързаните трансгранични капацитети

Съдържание

| | |
|---|----|
| I. Обосновка на проектите за разширение на ГПС на „Булгартрансгаз“ ЕАД..... | 3 |
| I.1. Въведение | 3 |
| I.2. Дългосрочни прогнози и планове | 3 |
| I.3. Свързване със значими Пазарни зони..... | 5 |
| I.4. Синергия с други проекти в страната и региона | 6 |
| II. Резултати от проведената Фаза 1 от процедурата Open Season | 7 |
| III. Проект за добавен капацитет | 12 |
| IV. Участие във Фаза 2 от процедурата Open Season | 13 |
| IV.1. Подаване на необвързващи оферти | 13 |
| IV.2. Очаквано максимално ниво на добавения капацитет: | 13 |
| V. Индикативни стъпки за провеждане на Фаза 3 от процедурата | 14 |
| VI. Организационна информация..... | 15 |

I. Обосновка на проектите за разширение на ГПС на „Булгартрансгаз“ ЕАД

I.1. Въведение

В качеството си на оператор, осъществяващ лицензионната дейност по пренос (Оператор на преносна система, ОПС, TSO) „Булгартрансгаз“ оперира и развива газопреносна инфраструктура в страната, която към момента се състои от две газопреносни мрежи и подземно газово хранилище, както следва:

- **Националната газопреносна мрежа (НГПМ)**, газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, е изградена от приблизително 1 835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане и три компресорни станции с обща инсталирана мощност от 49 MW. Техническият ѝ капацитет за пренос възлиза на 7,4 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.
- **Газопреносната мрежа за транзитен пренос (ГМТП)**, 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, се състои от 930 км газопроводи и шест компресорни станции с обща инсталирана мощност от 270 MW. През нея основно се транспортират количества природен газ от входна точка на българо-румънска граница до изходните точки към Турция, Гърция и Македония. Техническият ѝ капацитет за транзитен пренос възлиза на 17,8 млрд. м³/ годишно, а максималното работно налягане е 54 bar.
- **Подземното газохранилище „Чирен“** е изградено в землището на с. Чирен на база вече изчерпаното едноименно газово - кондензатно находище. ПГХ „Чирен“ разполага с 23 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с обща инсталирана мощност от 10 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 млн.м³ природен газ. Търговският капацитет на добив е до 3,4 млн. м³/д., а за нагнетяване до 3,16 млн. м³/д.

Благодарение на географското си разположение, страната представлява естествен маршрут, по който постъпващите потоци природен газ от различни източници и маршрути могат да бъдат насочвани/разпределяни в различни посоки, в зависимост от пазарния интерес и ценовите сигнали.

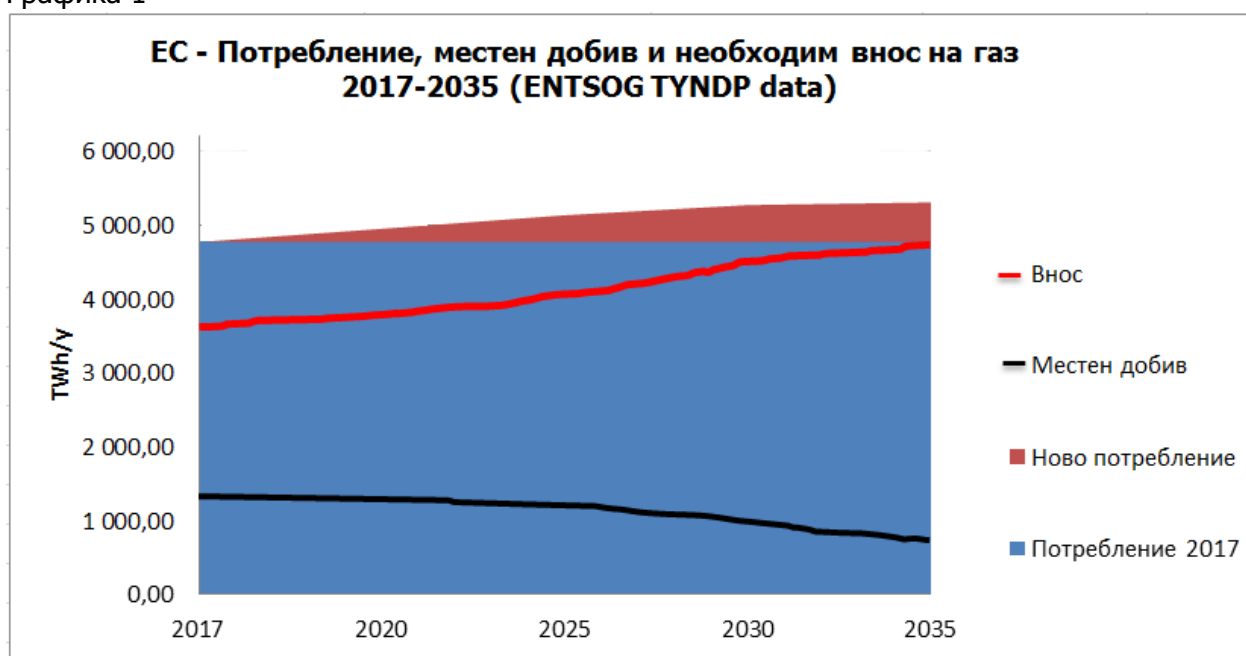
I.2. Дългосрочни прогнози и планове

Съгласно чл. 170, т.4 от Закона за енергетиката на Република България, ОПС са длъжни да развиват газопреносната система в страната в съответствие с **дългосрочните прогнози** и планове за развитие на газоснабдяването и извън тях, когато е икономически обосновано.

„Булгартрансгаз“ ЕАД изготвя ежегодно Национален десетгодишен план за развитие на мрежата (NDP) и активно участва в изготвянето на Общностния десетгодишен план за развитие на мрежите (TYNDP) в рамките на членството си в Европейската мрежа на операторите на преносни системи (ENTSOG). В резултат от тези планове се идентифицира тенденция на нарастване на потреблението в България, в съседните на България страни, както и в страните от Централна и Източна Европа (ЦИЕ).

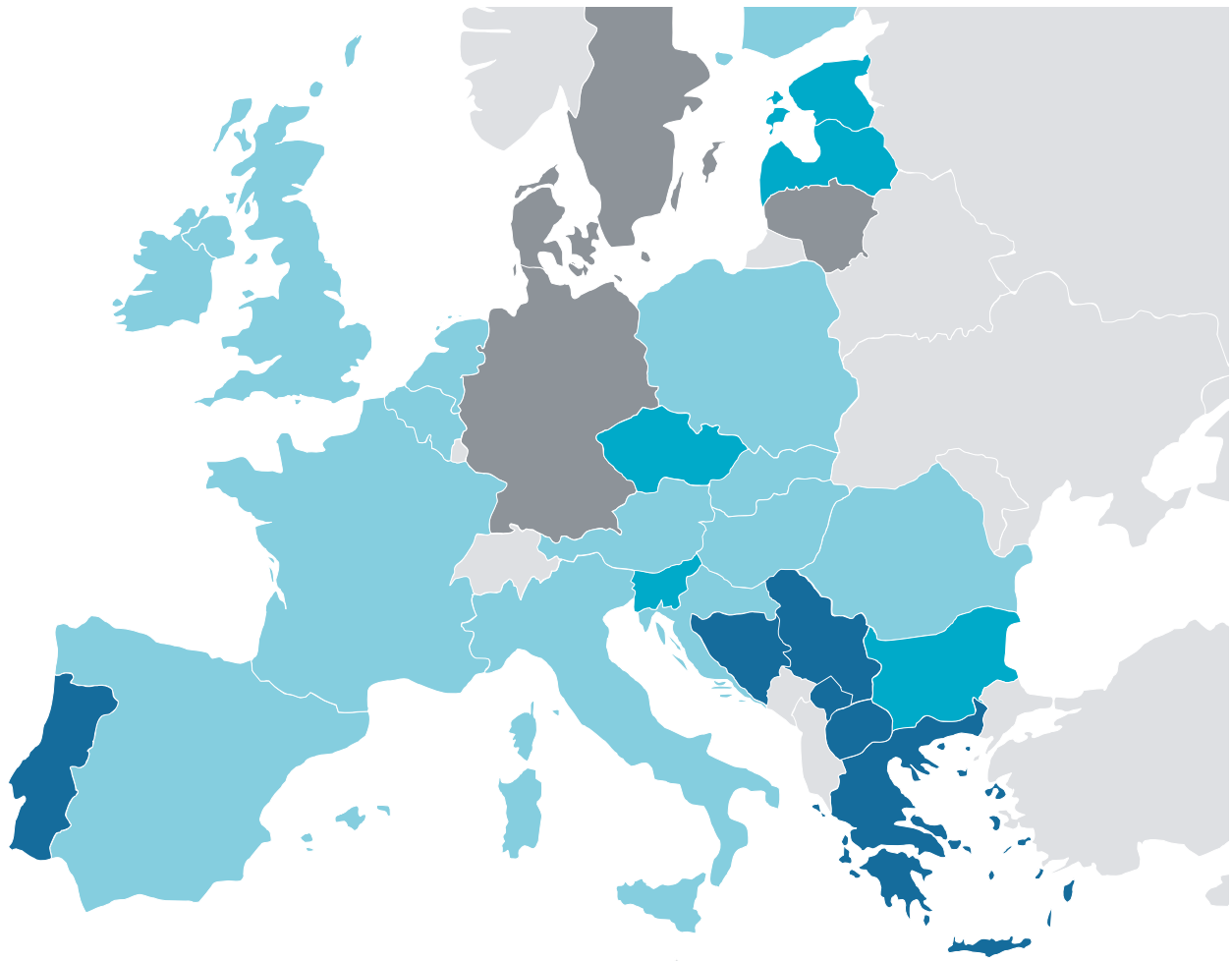
На Графика 1 е предоставена прогнозата за потребление при т.н. blue transition сценарий, залегнал в TYNDP на база данни от ОПС в ЕС, който сценарий е най-вероятен за сбъждане в региона на България и в ЦИЕ, както и очакваното ниво на местен добив и необходимия внос в ЕС за покриване на разликата потребление/местен добив:

Графика 1



Прогнозите, изготвени от ОПС в ЕС и ENTSOG показват тенденция на намаляване на местния добив, съчетана с увеличение на потреблението в определени държави от ЕС. Докато местният добив се очаква да намалее от 1 260 TWh/y до 720 TWh/y, потреблението расте с близо 11% - от 4 770 TWh/y до 5 300 TWh/y. Това води до необходимостта от внос от трети страни към ЕС в размер на около 1 000 TWh/y допълнително спрямо 2017 г. (което е около 90 млрд.м³/г).

Очакваните нарастващи трендове в търсенето на газ до 2035 г. са показани на следната карта¹:



Легенда: Процентно увеличение на търсенето (Δ) по държави:



На балканските държави (Босна и Херцеговина, България, Хърватия, Гърция, Косово, Македония, Румъния и Сърбия (няма данни за Албания и Черна гора) се пада 222 TWh/y (37%) от допълнителното търсене в ЕС. От него 85% (188 TWh/y) са от България и съседните на България страни - Гърция, Македония, Румъния и Сърбия¹.

Допълнително, в периода се очаква нарастване на търсенето на природен газ от Турция и Македония в размер на над 180 TWh/y (около 16 млрд.м.³/г)².

1.3. Свързване със значими Пазарни зони

Благодарение на своето географско положение страната е естествено свързващо звено за доставки и пренос на природен газ между пазарите на държавите-членки в региона –

¹ Данните са от TYNDP на ENTSOG.

² Данните са от Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД

България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения, държавите-членки от Централна и Западна Европа (в т.ч. Австрия) и държавите от Енергийната общност – Сърбия, Македония, Босна и Херцеговина и др.

България е в отлична географска позиция и е свързващо звено за доставки и пренос от/ към Република Турция, която е най-големият консуматор на природен газ в Югоизточна Европа. Потреблението на Турция през 2015 г. възлиза на 43,6 млрд. м³/г (480 TWh/y), като до 2020 г. се очаква да достигне до 59 млрд. м³/г (650 TWh/y). Турският ОПС BOTAŞ планира в следващите години да увеличи дневния капацитет на турската газопреносна система до над 350 млн.м³/д, от досегашните около 200 млн. м³/д³.

I.4. Синергия с други проекти в страната и региона

Проектите за развитие и разширение на съществуващата газопреносна система на територията на Р. България са в унисон с проекта за модернизация и рехабилитация на съществуващата газопреносна система в България (ПОИ 6.8.2) и с проекта за газов хъб "Балкан" (ПОИ 6.25.4).

Проектите за развитие и разширение на съществуващата газопреносна система на територията на Р. България, заедно с останалите текущи български и регионални проекти, съставляващи част от стратегическата инфраструктура на проектите „от общ интерес“ (ПОИ), ще съдействат концептуално за изграждане на нова газопреносна инфраструктура за доставка на газ до пазарите на държави-членки в региона на Югоизточна и Централна Европа, а също така и до държави от Енергийната общност, например Сърбия.

³ Данните са от Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД

II. Резултати от проведената Фаза 1 от процедурата Open Season

Във връзка с изготвянето на актуална оценка на търсенето на допълнителен капацитет на пазара и определяне на необходимите нови проекти с оглед покриване на търсенето, в периода 21 юли 2017 г. – 21 август 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД проведе оценка на необвързващи прогнози за търсене на капацитет от страна на потенциалните и съществуващите мрежови ползватели като част от Фаза I от процедурата Open Season.

Изпробването реакцията на пазара представлява част от процеса на цялостно оценяване на жизнеспособността на проекта, което от своя страна е един от елементите, придружаващи бъдещо инвестиционното предложение пред НРО.

При изготвянето на оценката „Булгартрансгаз“ ЕАД използва за основа добрите практики за оценката на пазарното търсене на добавен капацитет, залегнали в чл. 26 на Регламент 2017/459 относно Механизмите за разпределение на капацитет, в т.ч. и елементи от разработения от ENTSOG Образец на формуляр.

II. 1. Данни за получените необвързващи прогнози за търсене на дългосрочен капацитет:

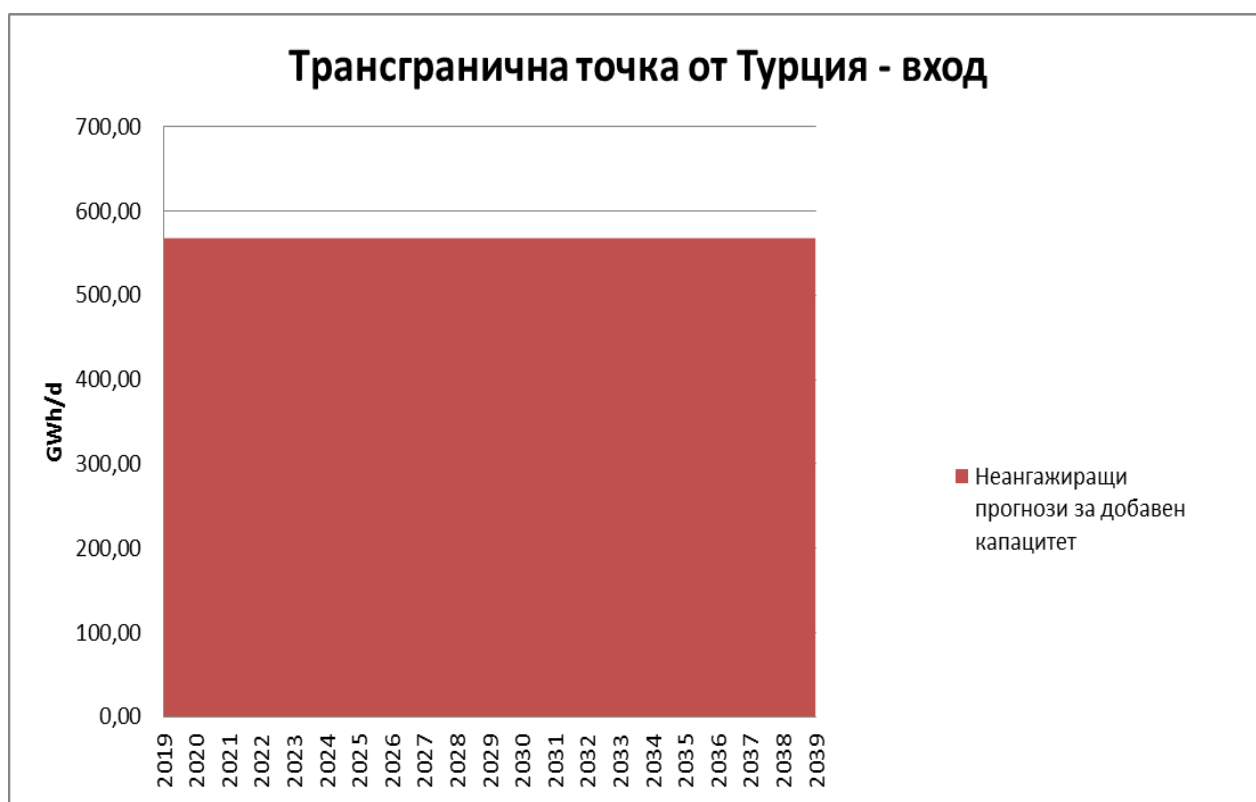
II.1.1. Вход от Турция*

| Входен капацитет от Република Турция | Газова година | Капацитет (kWh/d) |
|---|----------------------|--------------------------|
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2019/2020</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2020/2021</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2021/2022</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2022/2023</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2023/2024</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2024/2025</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2025/2026</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2026/2027</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2027/2028</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2028/2029</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2029/2030</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2030/2031</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2031/2032</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2032/2033</i> | <i>567 840 000</i> |
| <i>Входен капацитет от Република Турция</i> | <i>2033/2034</i> | <i>567 840 000</i> |

| | | |
|---|-----------|--------------------|
| Входен капацитет от Република Турция | 2034/2035 | 567 840 000 |
| Входен капацитет от Република Турция | 2035/2036 | 567 840 000 |
| Входен капацитет от Република Турция | 2036/2037 | 567 840 000 |
| Входен капацитет от Република Турция | 2037/2038 | 567 840 000 |
| Входен капацитет от Република Турция | 2038/2039 | 567 840 000 |

**Съгласно заявката на ползвателите, посоченият дневен капацитет е максимален и включва както дългосрочните, така и краткосрочните продукти (тримесечен, месечен, дневен и в рамките на деня) при калоричност $1 \text{ m}^3 = 10,40 \text{ kWh}$ при 20°C .*

Очакван период, посока и размер на максималния физически поток за тази точка:



II.1.2. Изход към Сърбия*

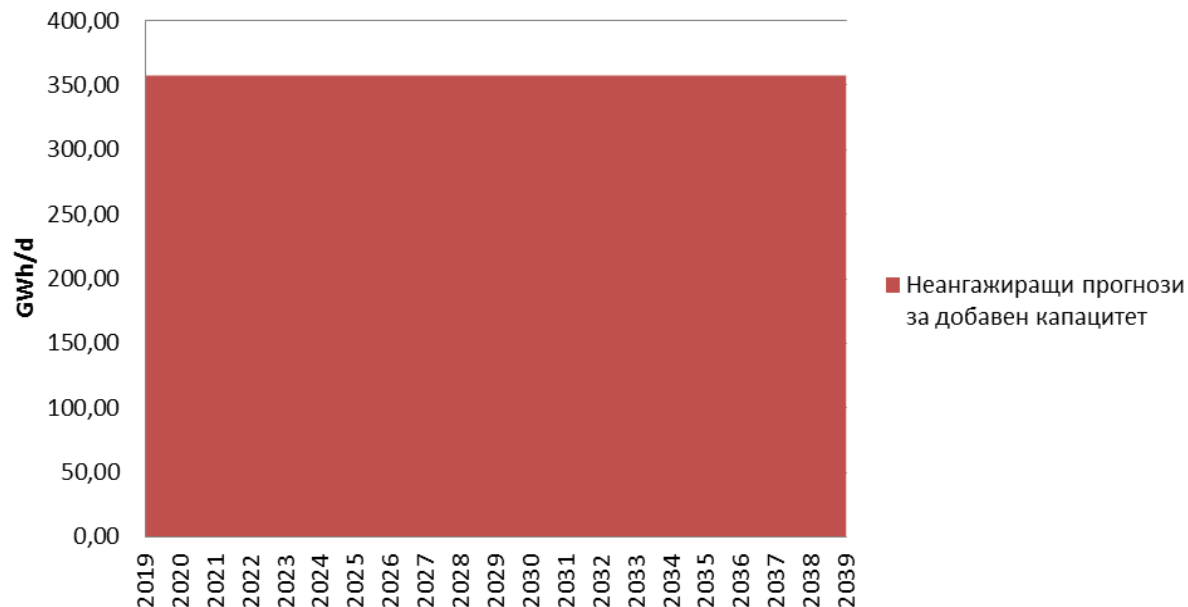
| Изходен капацитет към Република Сърбия | Газова година | Капацитет (kWh/d) |
|---|----------------------|--------------------------|
| Изходен капацитет към Република Сърбия | 2019/2020 | 357 672 000 |
| Изходен капацитет към Република Сърбия | 2020/2021 | 357 672 000 |
| Изходен капацитет към Република Сърбия | 2021/2022 | 357 672 000 |
| Изходен капацитет към Република Сърбия | 2022/2023 | 357 672 000 |

| | | |
|---|-----------|--------------------|
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2023/2024 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2024/2025 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2025/2026 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2026/2027 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2027/2028 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2028/2029 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2029/2030 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2030/2031 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2031/2032 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2032/2033 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2033/2034 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2034/2035 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2035/2036 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2036/2037 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2037/2038 | 357 672 000 |
| <i>Изходен капацитет към Република Сърбия</i> | 2038/2039 | 357 672 000 |

*Съгласно заявката на ползвателите, посоченият дневен капацитет е максимален и включва както дългосрочните, така и краткосрочните продукти (тримесечен, месечен, дневен и в рамките на деня) при калоричност $1 \text{ m}^3 = 10,40 \text{ kWh}$ при 20°C .

Очакван период, посока и размер на максималния физически поток за тази точка:

Трансгранична точка - изход към Сърбия



II.1.3. Търсене в посока Турция на съществуващата IP Странджа/Малкочлар (при входна(и) точка(и) от Румъния, които предстои да се уточнят със заявителите и Трансгаз Румъния)

| <i>Изходен капацитет към Турция на съществуващата IP</i> | <i>Газова година</i> | <i>Капацитет** (kWh/d)</i> |
|--|----------------------|----------------------------|
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2021/2022</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2022/2023</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2023/2024</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2024/2025</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2025/2026</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2026/2027</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2027/2028</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2028/2029</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2029/2030</i> | <i>80 662 576</i> |
| <i>Странджа/ Малкочлар</i> | <i>2030/2031</i> | <i>80 662 576</i> |

*** Количество 80 662 576 kWh/d (25°C/0°C), при GCV - 11,445 kWh/m³ (25°C/0°C).*

Очакван период и размер на максималния физически поток за тази точка в посока от България към Турция:



„Булгартрансгаз“ ЕАД е в процес на строителство на инвестиционния проект „Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ до ОС „Недялско“, който ще осигури добавен капацитет на тази точка в посока България – Турция (твърд и/или прекъсваем). В тази връзка към момента не е необходим нов проект в рамките на сегашната процедура Open Season. Остатъчният капацитет до неангажиращата заявка ще бъде осигурен с процедури за управление на претоварванията и/или предлагане на капацитет с условия за прекъсване. В прединвестиционна фаза са потенциалните проекти за осигуряване при нужда на добавен входен капацитет от Румъния, които ще бъдат оценени до края на 2018 г.

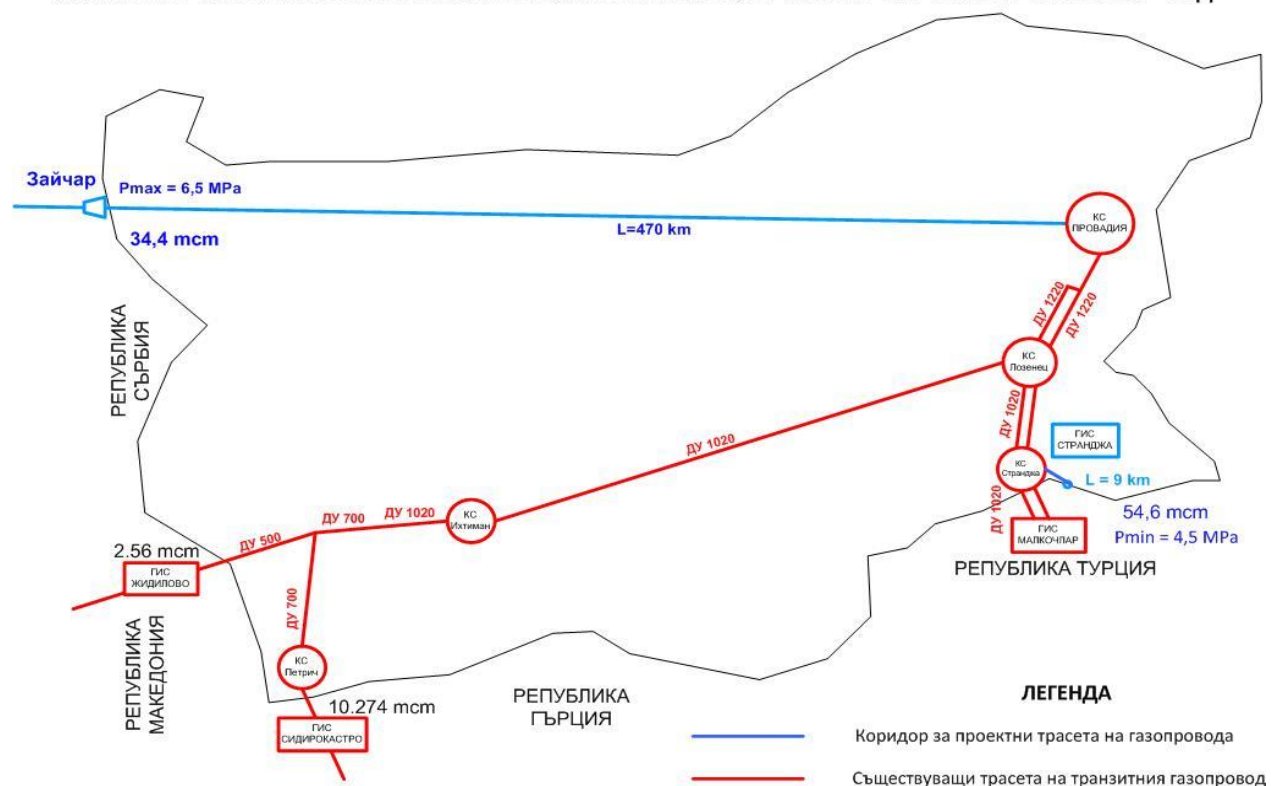
III. Проект за добавен капацитет

Разширение на газопреносната инфраструктура в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница

С оглед реализирането на прогнозния добавен капацитет от Турция (вход) към Сърбия (изход), след проведени предпроектни (прединвестиционни) проучвания, следната нова и съществуваща към момента инфраструктура (вж. примерна схема) се очаква да бъде използвана:

Входната точка е на българо-турската граница, непосредствено до съществуващата връзка между газопреносната мрежа за транзитен пренос на българския оператор и газопреносната система, оперирана от BOTAS (Турция). Направлението на физическия газов поток е към КС "Провадия" и Сърбия, а изходната точка се намира на българо-сръбската граница в близост до гр. Зайчар. Максималното количество природен газ, което се очаква да постъпва на българска територия е 54,6 млн. куб.м/д с минимално налягане 4,5 МРа. Максималното количество природен газ, което се очаква да достига на българо-сръбската граница е 34,4 млн. куб.м/д с максимално налягане от 6,5 МРа. Очакваната нова инфраструктура е с диаметър Dn 1200, като съгласно проучването са предвидени и две нови компресорни станции. Началната година на преноса, съгласно неангажиращите заявки, е газова година 2019/2020, като очакваното въвеждане в търговска експлоатация на добавения капацитет е 1 октомври 2019 г. Очакваният размер на инвестицията е до 2,8 млрд.лв. без ДДС. Очакваните експлоатационни разходи са 131,428 млн.лв./г.

СХЕМА НА РАЗШИРЕНИЕТО НА ГАЗОПРЕНОСНАТА ИНФРАСТРУКТУРА НА "БУЛГАРТРАНСГАЗ" ЕАД



IV. Участие във Фаза 2 от процедурата Open Season

IV.1. Подаване на необвързващи оферти

Подаването на формулярите за оферти (Приложение 1) за посочените в т. IV.2. трансгранични точки или други трансгранични точки, се извършва чрез препоръчана поща или по куриер (в оригинал), надлежно подписани от упълномощено/и лице/а на кандидата. Крайният срок за подаване на необвързващи оферти е 27 април 2018 г. Препоръчваме да се изпрати копие и по електронна поща на адрес: capacity@bulgartransgaz.bg

Получената информация от настоящата Фаза 2 ще се използва за подготовка на следващата фаза 3 от процедурата Open Season.

IV.2. Очаквано максимално ниво на добавения капацитет:

На база получените във Фаза 1 прогнозни заявки, размерът на предлагания капацитет в основната посока и началната дата на неговата наличност са, както следва:

IV.2.1. Нова входна точка от Турция:

| Параметри на „Булгартрансгаз“ ЕАД | |
|--|------------------------|
| Максимален добавен капацитет | 567 840 000 kWh/d |
| Прогнозна дата на наличност- не по-рано от | 1 октомври 2019 |
| Посока на потока | От Турция към България |

IV.2.2. Нова изходна точка към Сърбия:

| Параметри на „Булгартрансгаз“ ЕАД | |
|--|------------------------|
| Максимален добавен капацитет | 357 672 000 kWh/d |
| Прогнозна дата на наличност- не по-рано от | 1 октомври 2019 |
| Посока на потока | От България към Сърбия |

IV.2.3. IP Странджа/Малкочлар (съществуваща):

| Параметри на „Булгартрансгаз“ ЕАД | |
|--|------------------------|
| Максимален добавен капацитет | 80 662 576 kWh/d |
| Прогнозна дата на наличност- не по-рано от | 1 октомври 2021 |
| Посока на потока | От България към Турция |

V. Индикативни стъпки за провеждане на Фаза 3 от процедурата

В съответствие с добрите практики в ЕС, процедурата Open Season протича на два основни етапа. По време на първия етап се извършва оценка на потребностите на пазара (Фаза 1 - проведена и Фаза 2). По време на втория етап (Фаза 3) участниците в процедурата подават обвързващо искане за капацитети в случай на успешно проведена процедура, подписват обвързващи споразумения (Договори за пренос).

На база анализ на потребностите от добавен капацитет след провеждане на Фаза 2, при нужда ще бъде изготвен втори, допълнително прецизиран вариант на предварителен инвестиционен план за нови проекти, в т.ч. инвестиции за линейна част, компресорни станции, газоизмервателни станции и други.

Фаза 3 – Разпределение на капацитет и Обвързващи споразумения (планирана за периода 17 октомври 2018 – 31 декември 2018 г.)

- Обявяване на процедурата по разпределение на добавения капацитет, т.ч. приложима тарифа, механизми за разпределение на дългосрочния капацитет и др.;
- Подаване от страна на ползвателите на обвързващи оферти за дългосрочен добавен капацитет за пренос;
- Икономически тест и анализ на икономическата жизнеспособност на проектите;
- Подписване на ангажиращи договори за пренос;

Паралелно ще се провежда процес на подготовка на Споразумения за сътрудничество/Меморандуми за разбирателство/Споразумения за междусистемно свързване и др. обвързващи или необвързващи споразумения със съседните ОПС/проектни компании с оглед съгласуване на графика на изпълнение на взаимосвързаните проекти за нова/ разширяване на съществуващата инфраструктура и изпълнение на договорите за пренос.

VI. Организационна информация

В случай на възникване на въпроси или нужда от разяснения, молим да използвате следния имейл:

info@bulgartransgaz.bg

или да се обърнете към лицето за контакт:

Ивайло Мойнов

Ръководител сектор „Развитие“

Управление „Анализи и международна дейност“

е-mail: imoynov@bulgartransgaz.bg

тел.: 359 2 939 6192;

моб.:359 886 315 598

www.bulgartransgaz.bg

ж.к. „Люлин“ 2

бул. „Панчо Владигеров“ №66

1336 София, п.к. 3

България