



## СЪДЪРЖАНИЕ

1.Описание на системата	5
1.1.Кратко консолидирано описание на регионалната газова система за рисковата група	5
1.1.1. Регионална рискова група „Украйна“	5
1.1.2. Източна рискова група „Трансбалканска“	7
1.1.3 Рискова група Южен газов коридор — Каспийско море	8
1.2 Кратко описание на газовата система на страните членки на ЕС, за които може да се доставя природен газ през територията на България	9
1.2.1 Газовата система на Гърция	9
1.2.2 Газовата система на Румъния	10
1.2.3. Газовата система на Унгария	11
1.2.4.Газовата система на България	12
2.Обобщение на оценката на риска	24
3.Стандарт на инфраструктура (чл.5)	27
3.1. Формула N-1	27
3.2.Национално равнище	27
4.Спазване на стандарта за доставките (член 6)	29
5. Превантивни мерки	32
6. Други мерки и задължения	37
7. Инфраструктурни проекти	37
8. Задължения за обществени услуги, свързани със сигурността на доставките	40
9. Консултации със заинтересованите страни	41
10. Регионално измерение	41
11. Изчисление на формула N-1 на равнище рискова група	42
11.1.1. Изчисление на формула N-1 на Регионална рискова група „Трансбалканска“	42
11.1.2. Регионална рискова група „Украйна“	46
11.1.3. Регионална рискова група Южен газов коридор — Каспийско море	47
11.2. Разработен механизъм за сътрудничество	47
11.3. Превантивни мерки	49

## Списък на съкращения и определения

**РБ** - Република България

**НОР** - Национална оценка на риска

**РОР** - Регионална оценка на риска

**JRC** - Съвместен изследователски център на Европейската комисия

**D<sub>max</sub>** - обща дневна консумация на газ (в mcm / d) в рамките на определената зона в ден на изключително високо търсене на газ, възникваща със статистическа вероятност веднъж на 20 години

**Deff** - означава тази част от D<sub>max</sub> (в млн. куб. метри на денонощие), която в случай на прекъсване на доставките на газ може в достатъчна степен и навреме да бъде компенсирана от пазарни мерки от страна на търсенето съгласно член 9, параграф 1, буква в) и член 5, параграф 2.

**ЕС** - Европейски съюз

**ЕК** - Европейска комисия;

**ERO** - Енергиен регулаторен офис;

**ДЧ** - Държава-членка (държави-членки)

**Председател на ЕСП** - Председател на Службата за енергийно регулиране

**EFTA** - Европейска асоциация за свободна търговия

**ЕМОПС/ENTSOG** - European Network of Transmission System Operators for Gas  
Европейска мрежа на операторите на преносни системи

**РСК за газ/ReCo** - Регионалната система за координация за газ, създадена от ЕМОПС

**SGT/ТГС** - Транзитна газопроводна система

**ОГР** - Оператор за пренос на газ

**SSO** - Оператор на система за съхранение

**TSO** - Оператор на преносна система

**НГПМ** - Националната газопреносна мрежа

**КГПГ** - Координационна група по природния газ

**ГМТП** - Газопреносната мрежа за транзитен пренос

**ВПГ/LNG** - Втечен природен газ

**UGS/ПГХ** - Подземно съоръжение за съхранение на газ

**АГРС** - автоматична газорегулираща станция

**ГИС** - Газова измервателна станция

**ГРС** - Газорегулираща станция

**КС** - Компресорна станция

**ТАП/ТАР** - Трансадриатически газопровод

**IGB** - Междусистемна връзка Гърция - България

**IBS** - Междусистемна връзка България - Сърбия

**IBR** - Между системна връзка България - Румъния

**ПОИ** - Проект от общ интерес

**МСП** - Точка на взаимна връзка

**Регламент (ЕС) № 2017/1938** - Регламент на Европейски парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010

**M<sub>Sm<sup>3</sup>/d</sub>** - милиона стандартни кубически метра (условия за България - T=20°C и P=1,01325 bar(a)) газ за един ден (24 часа).

## ОБЩА ИНФОРМАЦИЯ

Настоящият Превантивен план за действие е изготвен на основание чл. 72 а, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 8 и чл. 9 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010 (Регламента). Планът е съобразен с Националната оценка на риска (НОР) на Република България и е разработен след проведени консултации с предприятията за природен газ, съответните организации, представляващи интересите на битовите и промишлените клиенти на природен газ, включително производителите на електроенергия, и националният регулаторен орган – Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР).

### Държави членки в рисковите групи

Съгласно приложение I от Регламента, Република България участва в три рискови групи, свързани с доставките на газ от изток – “Украйна” и “Трансбалканска” и от югоизток – “Южен газов коридор- Каспийско море”.

**Рискова група „Украйна“** включва: България, Чехия, Дания, Германия, Гърция, Хърватия, Италия, Люксембург, Унгария, Австрия, Полша, Румъния, Словения, Словакия и Швеция;

**Рискова група „Трансбалканска“** включва: България, Румъния, Гърция и Унгария.

**Рискова група „Южен газов коридор - Каспийско море“** включва: България, Гърция, Хърватия, Италия, Унгария, Малта, Австрия, Румъния, Словения, Словакия.

### Наименование на компетентния орган, който отговаря за изготвянето на плана в Република България

Министърът на енергетиката на Република България е компетентният орган по въпросите за сигурността на доставките на природен газ по смисъла чл. 3 ал. 2 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010. Министърът на енергетиката е централен едноличен орган на изпълнителната власт със специална компетентност и ръководи отделно министерство, който провежда енергийната политика на страната.

СТРАНА ЧЛЕНКА	КОМПЕТЕНТЕН ОРГАН
Република България	Министерство на енергетиката Адрес: София, 1000, ул. "Триадица" 8, Тел.: (+359 2) 9263 152 Факс: (+359 2) 980 76 30 Е-мейл: e-energy@me.government.bg; ( <a href="http://www.me.government.bg">http://www.me.government.bg</a> )

**Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР)** е националният регулаторен орган, съгласно член 41 от Директива 2009/73/ЕО, на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО. Комисията е независим специализиран държавен орган, отговорен за регулирането на дейностите в енергетиката и във водоснабдителните и канализационните услуги. В енергийния сектор КЕВР осъществява мониторинг на енергийните пазари, ценови и лицензионен контрол по отношение на

дейностите по пренос, снабдяване, разпределение на електрическа енергия и разпределение на електрическа енергия в затворена електроразпределителна мрежа; съхранение, пренос, снабдяване, разпределение на природен газ и разпределение на природен газ в затворена газоразпределителна мрежа, търговия с електрическа енергия или природен газ, обществена доставка на електрическа енергия и природен газ; организиран борсов пазар на електрическа енергия или на природен газ; производство и пренос на електрическа и/или топлинна енергия. (<http://www.dker.bg>)

## **1. Описание на системата**

### **1.1. Кратко консолидирано описание на регионалната газова система за всяка рискова група, в която България участва.**

Регионалната газова система в Югоизточна Европа се състои от газопреносните системи на страните включени в:

Рискови групи, свързани с доставките на газ от изток:

а) Украйна: България, Чехия, Дания, Германия, Гърция, Хърватия, Италия, Люксембург, Унгария, Австрия, Полша, Румъния, Словения, Словакия, Швеция;

б) Трансбалканска: България, Гърция, Унгария, Румъния.

в) Рискова група, свързана с доставките на газ от югоизток: Южен газов коридор — Каспийско море: България, Гърция, Хърватия, Италия, Унгария, Малта, Австрия, Румъния, Словения, Словакия;

Картата на преносния капацитет, публикувана на интернет страницата на ENTSOГ, <https://www.entsoг.eu/maps#transmission-capacity-map-2021>, предоставя общ преглед на основните преносни линии с високо налягане в Европа и дава информация за техническия капацитет в трансграничните точки. Картата за развитие на системата (публикувана на същия интернет адрес, съвместно с GIE) предоставя компактен и редовен преглед на съществуващата газова инфраструктура и перспективите за нейното развитие, както и на действителната ситуация на предлагането и търсенето както на европейско, така и на национално ниво от гледна точка на съответната година.

Картата на съществуващите и изграждащите се LNG терминали в Европа е публикувана на интернет страницата на Gas Infrastructure Europe, <https://www.gie.eu/publications/maps/gie-lng-map/> и предоставя информация за капацитетите за съхранение на LNG терминалите и основните характеристики на терминалите. Планираните или в процес на проучване проекти за LNG терминали също са описани подробно.

Актуални данни за съхранението на природен газ в подземните газови хранилища на страните от съответните рискови групи са налични на интернет адрес: <https://agsi.gie.eu/#/historical/21X-BG-A-A0A0A-C/BG>.

#### **1.1.1. Регионална рискова група „Украйна“<sup>1</sup>**

Регионалната рискова група „Украйна“ за доставки на природен газ от изток включва: България, Чехия, Дания, Германия, Гърция, Хърватия, Италия, Люксембург, Унгария, Австрия, Полша, Румъния, Словения, Словакия и Швеция.

Рисковата група „Украйна“ включва четири точки на междусистемна връзка с Украйна: Drozdowice в Полша, Budince в Словакия, Beregdaróc в Унгария и Isacsea в Румъния и има 10 терминала за втечен природен газ, с общ максимален капацитет от 1 703,5 GWh/d. През следващите години броят на терминалите за втечен природен газ ще нарасне до 12. Общият капацитет за съхранение на рисковата група е 766,25 TWh, а

---

<sup>1</sup> Информацията по т. 1.1.1. за рискова група „Украйна“ е взета от Обща оценка на риска за Рискова група „Украйна“, която е изготвена през 2022 г.

дневното производство е равно на 729,01 GWh/d. Потреблението на газ за рисковата група през 2021 г. възлиза на 2 750,69 TWh, а инсталираната мощност за производство на електроенергия от газови електроцентрали е 97 204,65 MWe.

Карта на страните от рисковата група „Украйна“ заедно с точките на междусистемно свързване и терминалите за втечен природен газ са представени по-долу:



Компетентните органи от държави-членки от Рисква група „Украйна“ са следните:

Страни членки	Компетентен орган
<b>Австрия</b>	Федерално министерство за действие по климата, околната среда, енергетиката, мобилността, иновациите и технологиите
<b>България</b>	Министерство на енергетиката
<b>Хърватия</b>	Министерство на икономиката и устойчивото развитие
<b>Чешка Република</b>	Министерство на промишлеността и търговията
<b>Германия</b>	Федерална мрежова агенция
<b>Гърция</b>	Енергиен Регулаторен орган
<b>Унгария</b>	Унгарски регулаторен орган за енергията и публични услуги
<b>Италия</b>	Министерство на околната среда и енергийната сигурност
<b>Люксембург</b>	Министерство на икономиката
<b>Полша</b>	Министерство на енергетиката
<b>Румъния</b>	RPRO Бкурещ, Министерство на енергетиката
<b>Словения</b>	Енергийна Агенция
<b>Словакия</b>	Министерство на икономиката
<b>Швеция</b>	Министерство на климата и предприятията
<b>Дания</b>	Министерство на климата, енергетиката и комуналните услуги

### 1.1.2. Източна рискова група „Трансбалканска“<sup>2</sup>

Източната рискова група „Трансбалканска“ включва страните България, Гърция, Румъния и Унгария. Годишното крайно потребление на природен газ в групата за 2021 г. възлиза на 35.8 bcm.

Югоизточната част на Европа е една от най-уязвимите зони по отношение на сигурността на доставките на газ, тъй като регионът все още е зависим от руските доставки. Преобладаващият внос на газ от Русия за страните от рисковата група постъпва чрез Турски поток през трансграничния пункт между България и Турция (EP1), като малки количества се внасят и през междусистемната връзка при Isaccea (на границата между Румъния и Украйна- IP2) и през междусистемната връзка между Унгария и Украйна (при Берг-EP5). Транзитно преминаващият през България руският газ се внася от Турция (EP1) и се доставя към клиентите в Гърция (през Sidirokastro), Република Северна Македония (през Жидилово (EXP1)), Сърбия (през Киреево (EXP2)) и Унгария (през Kiskundorozsma -EP7, транзит през Сърбия).

Между отделните страни в рисковата група съществуват и допълнителни входни точки, чрез които се създава възможност да се доставя и неруски газ, включително и LNG, като междусистемните връзки между Хърватия и Унгария (в Dravaszerdahely- EP6), Австрия и Унгария (в Mosonmagyaróvár - EP4), Словакия и Унгария (в Balassagyarmat - EP5), Румъния и Украйна (в Mediesu-Aurit -EP2), Румъния и Молдова (в Ungheni -IP1), Гърция и Турция (в Kipoi -EP8), България и Сърбия (IBS) (в Калотина), Гърция и България (IGB) (Комотини- Ст. Загора). За сигурността на газоподаването в Югоизточна Европа допринася и връзката между гръцката система за природен газ и тръбопровода TAP в Nea Mesimvria (EP9).

Карта на страните от източна рискова група „Трансбалканска“ заедно с входните (EP) и изходните (EXP) точки на природен газ за региона на групата са представени по-долу:

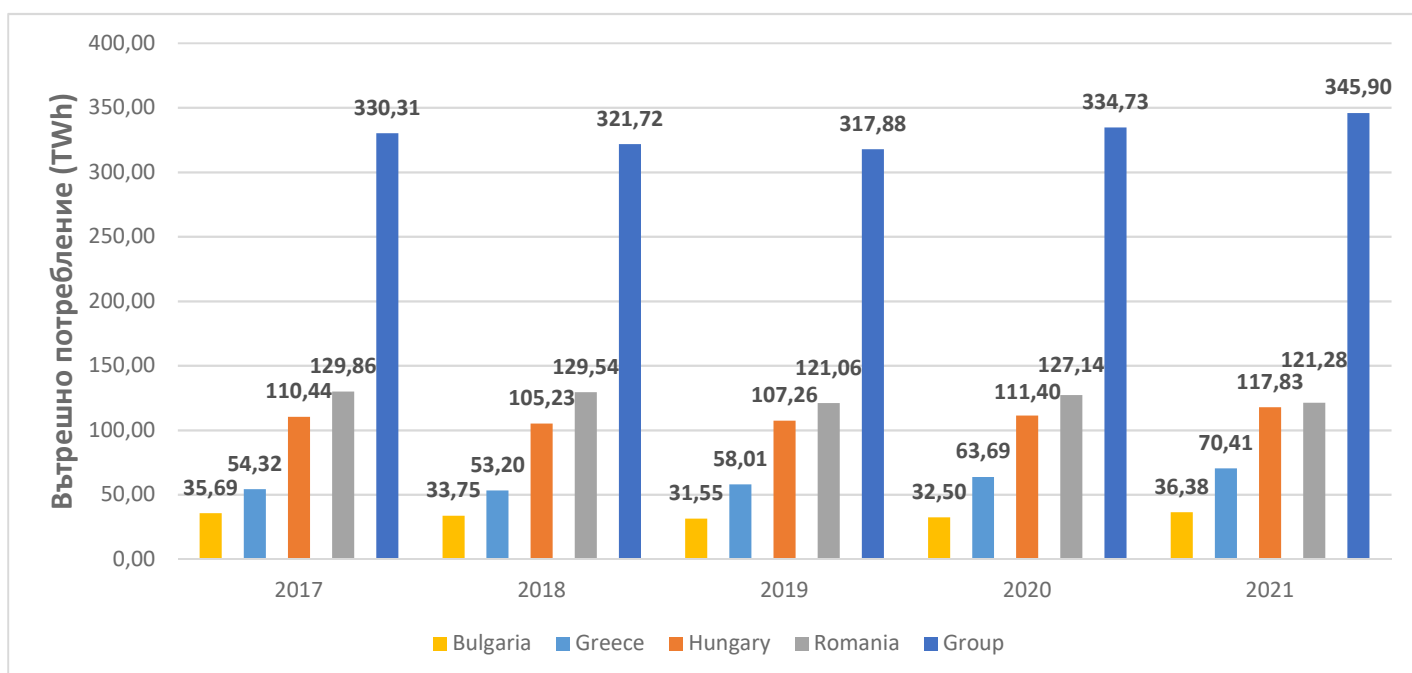


<sup>2</sup> Информацията по точка 1.1.2 е взета от Общата оценка на риска за източна рискова група „Трансбалканска“, която е изготвена през 2022 г.

Компетентните органи от четирите държави-членки са следните:

Страна членка	Компетентен орган
България	Министерство на енергетиката
Гърция	Енергиен регулаторен орган (RAE)
Румъния	Министерство на енергетиката
Унгария	Унгарски регулаторен орган за енергетика и публични услуги Министерство на иновациите и технологиите

На графиката по-долу е представено развитието на потреблението за всяка държава от източна рисковата група „Трансбалканска“ в периода 2017 година – 2021 година, както и общото потребление за рисковата група.



### 1.1.3 Рискова група Южен газов коридор – Каспийско море:

Рискова група Южен газов коридор – Каспийско море включва страните България, Гърция, Хърватия, Италия, Унгария, Малта, Австрия, Румъния, Словения и Словакия;

Компетентните органи от държави-членки от Рискова група Южен газов коридор – Каспийско море са следните:

Страни членки	Компетентен орган
Австрия	Федерално министерство за действие по климата, околната среда, енергетиката, мобилността, иновациите и технологиите
България	Министерство на енергетиката
Хърватия	Министерство на икономиката и устойчивото развитие на Хърватия
Гърция	Енергиен Регулаторен орган
Унгария	Унгарски регулаторен орган за енергията и публични услуги
Италия	Министерство на околната среда и енергийната сигурност
Малта	Министерство на околната среда, енергетиката и предприятията
Румъния	RPRO Бкурещ, Министерство на енергетиката
Словения	Енергийна Агенция
Словакия	Министерство на икономиката





## 1.2. Кратко описание на газовата система на страните членки на ЕС, за които може да се доставя природен газ през територията на България.

### 1.2.1 Газовата система на Гърция

Националната система за природен газ (NNGS) доставя газ на потребителите в континентална Гърция от гръцко - българската и гръцко – турската граници, както и от терминала за втечнен природен газ (LNG), разположен на остров Ревитуса в залива Мегара.

Схема на гръцката газопреносна мрежа е представена на фигурата по-долу.



Гръцката газопреносна мрежа е с дължина 1 456 км. Мрежата има трансгранични точки за свързване с България (Кулата/Сидирокастро и Комотини/Ст.Загора) и с Турция (Кипи). Газопреносна мрежа се състои от главен тръбопровод високо налягане (70 bar) с дължина 512 км и диаметър 36", както и няколко клона високо налягане (70 bar) с обща дължина 954 км и диаметър 30", с помощта на които се пренася газ до отделни зони на страната. В Гърция се доставя газ и чрез терминала за втечнен природен газ Ревитуса, който е с капацитет за регазификация в размер на 7 bcm/y и капацитет за съхранение от 225000 m<sup>3</sup>. В страната няма местен добив (производство), както и подземни хранилища на природен газ. Трансадриатическият газопровод (TAP) с дължина от 878 км е част от Южния газов коридор, транспортиращ природен газ до Европа от находището Шах Дениз II в Азербайджан. Текущият годишен капацитет е 10 млрд. m<sup>3</sup>/г., с възможност за удвояване. Газопроводът е свързан с Трансанадолския газопровод (TANAP) на турско-гръцката граница и преминава през Гърция, Албания, Адриатическо море, като достига до крайната си точка в южната част на Италия. Търговската експлоатация на газопровода започна през ноември 2020 г. От началото на 2024 г. се планира да бъде въведен в експлоатация и терминалът в Александруполис, който ще разполага с капацитет за регазификация в размер на 5,5 bcm/y. Очаква се до 2024 г. LNG терминалите в страната да станат пет, с общ капацитет за регазификация до 25,7 млрд.куб.м/г. През 2022 г. общото потребление на природен газ възлиза на 5,2 bcm.

### 1.2.2. Газовата система на Румъния

Румънската газопреносна мрежа се простира на повече от 14,200 км. Националната мрежа има трансгранични точки за свързване с Молдова (Ungheni), Украйна (Orlovka/Isaccea and Mediesul Aurit/Tekovo), България (Negru Voda / Kardam и Giurgiu / Ruse) и Унгария (Csanapadlota / Nadlac). Газопреносната мрежа на Румъния включва 8 компресорни станции (Sinca, Onesti, Silistea, Jupa, Podisor, Bibesti, Onesti-M и Gherăești), разположени по главните транспортни направления с обща инсталирана мощност от 70,2 MW. Румънската система за съхранение има общ работен капацитет за газ от 3,07 bcm. Страната разполага със значителен местен добив, достатъчен за задоволяване на около 70% от потреблението в страната. Румъния разполага с шест

газохранилища с общ капацитет от 3,1 bcm. През 2022 г. общото потребление на природен газ възлиза на 10,2 bcm.

Схема на румънската газопреносна мрежа е представена по-долу.



### 1.2.3. Газовата система на Унгария

Унгарската газопреносна мрежа има обща дължина от 5 894 км. Националната мрежа има трансгранични междусистемни връзки с Украйна (Beregdaroc), Словакия (Balassagyarmat), Австрия (Mosonmagyarovar), Хърватия (Dravaszerdahely), Румъния (Csanadpalota) и изход само към Сърбия (Kiskundorozsma). Газопреносната мрежа на Унгария включва 8 компресорни станции (Beregdaróc, Nemesbikk, Hajdúszoboszló, Városföld, Báta, Mosonmagyaróvár, Szada, Csanádpalota). Унгария не разполага с терминал за втечен природен газ, но до края на 2020 г. хърватският LNG терминал беше завършен, което даде на страната достъп до нови източници на внос чрез входната точка HRHU. Хърватският терминал на остров Крък, отдавна планиран да получава втечен природен газ (LNG), започна търговски операции от 1 януари 2021 г., давайки на Унгария достъп до морски доставки на LNG чрез вече завършената унгарско-хърватска връзка. Според данни, публикувани на уебсайта на LNG Croatia LLC, 100% от капацитета за първите три газови години е резервиран от хърватски, унгарски и катарски оператори и вече има значително търсене за следващите обявени години. През 2021 г. общото потребление на природен газ възлиза на 11,06 bcm.

## AZ FGSZ ZRT. NAGYNYOMÁSÚ FÖLDGÁZSZÁLLÍTÓ VEZETÉKEI HIGH PRESSURE NATURAL GAS TRANSMISSION PIPELINES OF FGSZ LTD



### 1.2.4. Газовата система на Република България

Газовата системата на Република България обхваща всички дейности по добив, пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ за осигуряване нуждите на клиентите. Тя се състои от обекти и съоръжения за извършване на дейностите добив, пренос, съхранение, разпределение на природен газ на територията на страната, които са свързани помежду си, функционират в единна газотранспортна система с общ режим на работа. Газовата система на България се състои от газопреносна мрежа с обща дължина 3 594 км, в т.ч. 151 км от газопровода IGB на българска територия, и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“). Газопреносната система в България има точки на междусистемно свързване с всички съседни страни – с Румъния (Негру Вода/Кардам и Русе/Гюргево), Гърция (Кулата/Сидирокастро и Стара Загора-газопровода IGB), Република Северна Македония (Кюстендил/Жидилово), Сърбия (Киреево/Зайчар и Калотина/Димитровград) и Турция (Странджа/Малкочлар и Странджа 2/Малколар). Основните количества природен газ, необходими за потреблението в страната, се осигуряват от внос.

Към момента на територията на Република България функционират два газопреносни оператора – „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Ай Си Джи Би“ АД, които притежават лицензия за дейността пренос на природен газ. Газопреносната мрежова инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД се състои от 3 443 км газопроводи и газопроводни отклонения, както и единадесет компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Кардам-2“, КС „Вълчи

дол", КС „Полски Сеновец“, КС „Расово“, КС „Провадия“, КС „Нова Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“, с приблизително обща инсталирана мощност в размер на около 389 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения.

Газопреносната инфраструктура на „Ай Си Джи Би“ АД свързва газопреносните мрежи на Гърция и България (между Комотини и Ст.Загора) и се състои от 182,6 км газопровод (ICGB), от които 151 км на българска територия, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения.

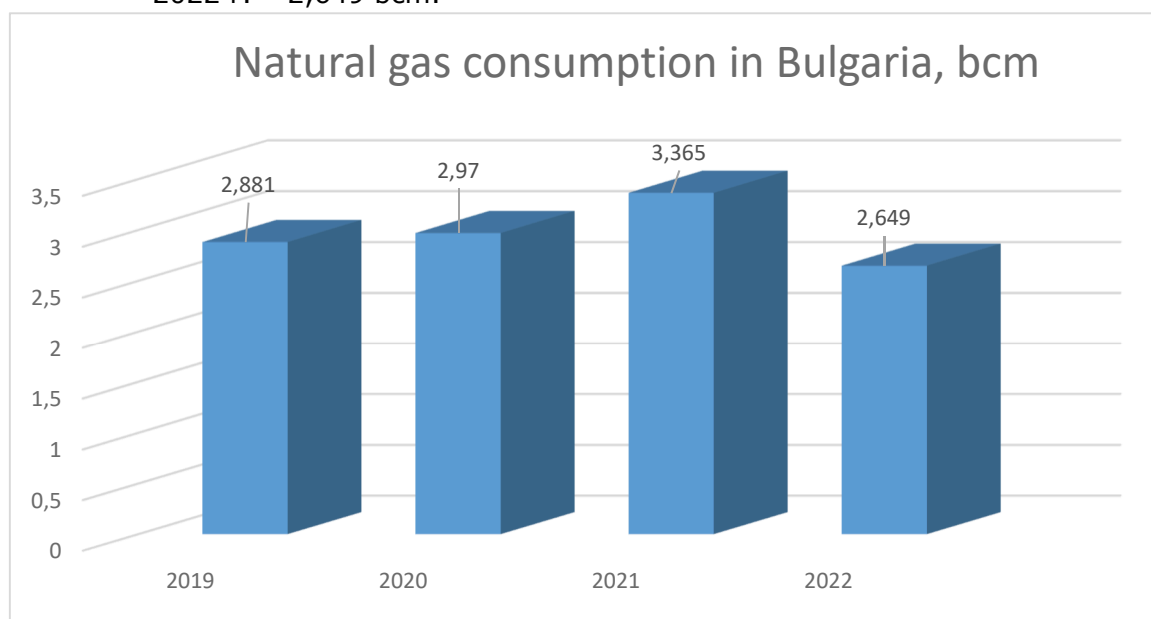
Важен елемент на газовата система на Република България е подземното хранилище за природен газ - ПГХ „Чирен“. То е с общ газов обем в размер на 1300 тсm, от който 550 тсm е активен газ, а 750 тсm буферен газ.

В Република България съществува и местен добив с входни пунктове от местно производство на сушата (GMS Долни Дъбник) и офшорни (GMS Галата), който е пренебрежимо малък. Поради изчерпването на местните залежи, той покрива по-малко от 0,3% от годишното потребление в страната, с тенденция за намаление.

### а) Основни данни за потреблението на природен газ в България

Годишното потребление на природен газ в страната за периода от 2019 г. до 2022 г., по години, е както следва:

- 2019 г. – 2,881 bcm;
- 2020 г. – 2,970 bcm;
- 2021 г. – 3,365 bcm;
- 2022 г. – 2,649 bcm.

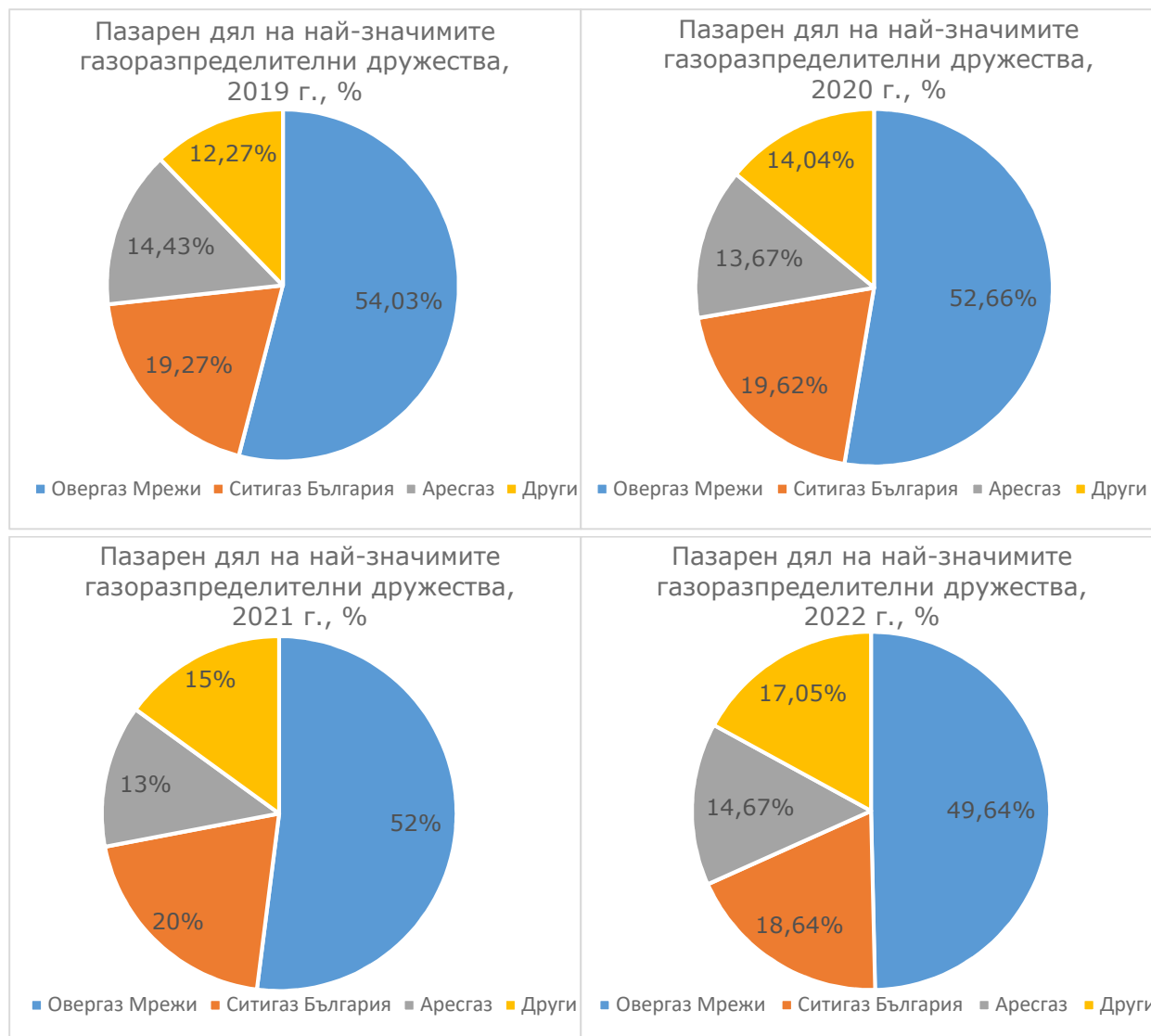


Основни потребители на природен газ в страната са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, като за 2022 г. той е 47%. Тяхното потребление в периода от 2019 г. до 2022 г. по години е както следва:

- 2019 г. - 1,878 bcm;
- 2020 г. - 1,633 bcm;
- 2021 г. - 1,689 bcm;
- 2022 г. - 1,281 bcm.

Газоразпределителните дружества в страната са с относителен дял на потребление между 12% и 13%. През 2019 г. газоразпределителните дружества са

разпределили 0.505 bcm природен газ до техни клиенти, през 2020 г. – 0.536 bcm, през 2021 г. – 0.582 bcm, а през 2022 г. – 0.470 bcm. Газоразпределителните дружества с най-голям пазарен дял в страната са “Овергаз Мрежи” АД, „Ситигаз България” ЕАД и „Аресгаз” АД. На графиките по-долу е представен техният относителен пазарен дял съответно за периода 2019 г.- 2022 г.



Количествата и броят по видове потребители на газоразпределителните дружества в периода 2019 г. – 2022 г. са както следва:

Потребители	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
	bcm	bcm	bcm	bcm	брой	брой	брой	брой
<b>Битови</b>	101.048	122.678	143.811	109.768	101 050	112 656	127 056	128 827
<b>Небитови</b>	403.584	412.831	438.577	359.917	6 894	7 032	7 597	7 442



#### б) Функциониране на газовата система на национално ниво

Функционирането на националната газова система на България е пряко свързано с дейността на двете газопреносни дружества в България - „Булгартрансгаз“ ЕАД (който е собственик и на подземното газохранилище ПГХ „Чирен“) и „Ай Си Джи Би“ АД, както и на националния обществен доставчик на природен газ - „Булгаргаз“ ЕАД.

**„Булгартрансгаз“ ЕАД** е еднолично акционерно дружество по смисъла на Търговския закон. Собственик на 100% от капитала на дружеството е „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД. Едноличен собственик на капитала на БЕХ ЕАД е българската държава, чрез министъра на енергетиката. „Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейностите по пренос и съхранение на природен газ. Компанията е собственик и оператор на газопреносната мрежова инфраструктура и подземното газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“), свързано с нея. Дружеството следва политика на прозрачно и отговорно поведение и работи за гарантиране на условия на сигурност и устойчиво развитие на пазара на природен газ в страната и региона при спазване на принципите на равнопоставеност и прозрачност. Като част от общоевропейската газова мрежа, дружеството се ръководи от изискванията на европейското и българското законодателства. В качеството си на газопреносен оператор и оператор на газохранилище, осигурява развитието и надеждното функциониране на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ на територията на Република България. „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на единна газопреносната система на България, с която се осъществява пренос на природен газ до газоразпределителните мрежи и небитовите клиенти на природен газ в страната, пренос на газ до съседните държави Румъния, Гърция, Сърбия и Република Северна Македония, както и съхранение на природен газ, посредством подземно газохранилище ПГХ „Чирен“ за покриване на

сезонната неравномерност в потреблението и осигуряването на аварийен резерв при непредвидени и форсмажорни ситуации. Дружеството осъществява дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“ на базата на издадени от Комисията за енергийно и водно регулиране лицензии. Дружеството развива мрежата си в синхрон с регионалните и общоевропейските планове и приоритети, по начин, който да позволи свободно движение на природния газ през територията на страната, както и осигуряване на достъп до различни източници на газ.

Дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ на клиенти, присъединени към разпределителните мрежи, се извършват от регионални и локални газоразпределителни дружества (компани), които са предимно частни, работещи в условията на лицензионен режим и ценова регулация. Към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени добивните предприятия и две основни групи присъединени клиенти – газоразпределителни дружества и небитови клиенти.

Подземното газохранилище „Чирен“ е изградено, в землището на с. Чирен, в Северозападна България, на база изчерпано едноименно газово-кондензатно находище. Оборудвано е със специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. ПГХ „Чирен“ разполага с 24 експлоатационни сондажа и с компресорна станция, която е с обща инсталирана мощност в размер на 9 MW. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 тсm природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване зависи пряко от пластовото налягане и степента на запълване на хранилището. Минималният капацитет на добив е в размер на 0,5 тсm/day, а максималния е 3,82 тсm/day. При необходимост може да се осъществи т.н. форсиран (авариен) добив, като капацитета на добив може да достигне до 4,7 тсm/day. Този аварийен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище и период от време не по-голямо от 30 дни.

**„Ай Си Джи Би“ АД** е съвместно инвестиционно дружество, в което акционери с равни дялове са „Български енергиен холдинг“ ЕАД и „IGI Poseidon“ S.A. (смесено инвестиционно дружество, с равно участие на гръцката публична газова корпорация DEPA S.A. и италианската група Edison International Holding N.V.). Дружеството е оператор на междусистемния газопровод Гърция-България IGB и осъществява следните дейности:

- развитие, проектиране, финансиране, управление, изграждане, експлоатация, поддръжка и потенциално разширяване на газопровода IGB, както и упражняване правото на собственост върху него;
- администриране на сделките с природен газ и организиране на балансирането на търговията по IGB газопровода в съответствие с приложимите закони;
- управление на преносния капацитет на IGB и сключване на договори за пренос по газопровода;
- сключване на споразумения за междусистемно свързване на IGB със съседни съоръжения;
- участие в други дейности, съпътстващи горепосочените.

Газопроводът IGB беше въведен в търговска експлоатация на 1 октомври 2022 г. Същият свързва гръцката газопреносна мрежа в близост до град Комотини с българската преносна мрежа при град Стара Загора. IGB е свързан и с Трансатлантическия газопровод (TAP). Дружеството осъществява дейността „пренос на природен газ“ на базата издадена от Комисията за енергийно и водно регулиране лицензия, която е със срок от 35 години.



**„Булгаргаз“ ЕАД** е еднолично акционерно дружество от структурата на "Български енергиен холдинг" ЕАД, регистрирано в съответствие с Търговския закон. Дружеството осъществява дейностите „обществена доставка на природен газ“ за територията на Република България и „търговия с природен газ“ на база издадени от ДКЕВР лицензи. "Булгаргаз" ЕАД има регистрация на организирания борсов пазар на платформата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, „Българска Енергийна Търговска Платформа“ АД, гръцката газова борса (EnEx) и регистрация за търговия в Словакия и Сърбия. В момента е в ход процедура по регистрация на „Булгаргаз“ ЕАД на унгарската и румънската газови борси. През периода на действие на лицензията, "Булгаргаз" ЕАД осъществява правата и изпълнява задълженията:

- да сключва сделки с добивни предприятия и търговци на природен газ за покупка на природен газ в количества, необходими да покрият потреблението на клиентите, пряко присъединени към газопреносната мрежа, и за количествата, договорени за извършване дейността на обществените снабдителите;
- да сключва сделки за продажба на природен газ с клиенти;
- да сключва сделки за съхранение на природен газ с операторите на газохранилища;
- да извършва други необходими дейности, свързани с обществената доставка на природен газ;
- да осигурява непрекъсната и качествена доставка на природен газ;
- да не отказва сключване на договор за продажба на природен газ на клиент, който е пряко присъединен към газопреносната мрежа или на обществен снабдител, съгласно действащото законодателство.

**в) Идентификация на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, с основните входни и изходни точки на газопреносната система, която е от основно значение за сигурността на доставките на газ.**

Физическата инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в България, с основните входни и изходни точки на газопреносната система, предлага възможност за установяване на коридори за пренос на природен газ, както за нуждите в страната, така и за клиентите в други страни.

Инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, с основните входни и изходни точки на газопреносната система на България включва:

- Газопреносната система, като цяло – в това число всички магистрални газопроводи заедно с компресорните станции;
- Подземното газохранилище „Чирен“ – заедно с всички специализирани подземни и надземни съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ и компресорната станция с приблизителна обща инсталирана мощност в размер на 9 MW;
- Входно - изходна точка ГИС „Чирен“ - връзка между газопреносната мрежа и ПГХ „Чирен“;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода /Кардам – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), намираща се на българо-румънската граница в района на с. Кардам, община Генерал Тошево;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Кулата/Сидирокастро – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от DESFA S.A. (Гърция), намираща се на българо-гръцката граница в района на с. Кулата, община Петрич;
- Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа/Малкочлар – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система,

оперирана от BOTAS (Турция), намираща се на българо-турската граница в района на с. Странджа, община Болярово;

- Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа 2/Малкочлар – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TAGTAS (Турция), намираща се на българо-турската граница, в района на с. Странджа, община Болярово;

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

- Точка на междусистемно свързване (IP) Русе/Гюргево – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), намираща се на българо-румънската граница в района на с. Мартен община Русе;

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

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

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

#### г) Източниците за внос на природен газ

През периода 2019г. и 2022г. количествата природен газ по източници на доставка в България са както следва:

Вид доставка	2019	2019	2020	2020	2021	2021	2022	2022
	К-во, GWh	Дял, %	К-во, GWh	Дял, %	К-во, GWh	Дял, %	К-во, GWh	Дял, %
<b>Доставка на природен газ до газопреносните мрежи, в т.ч:</b>	32 870	30,64%	31 337	45,11%	35 430	25,82%	28 203	17,24%
<b>Доставен от внос от Русия</b>	24 739	75,26%	23 602	75,32%	31 115	87,82%	12 903	45,75%
<b>Доставен от местен добив</b>	182	0,55%	326	1,04%	224	0,63%	71	0,25%
<b>Доставен по междусистемни входни точки</b>	7 949	24,18%	7 409	23,64%	4 090	11,54%	15 229	54,00%
<b>Доставен до трансграничните точки със съседни държави</b>	74 424	69,36%	38 137	54,89%	101 778	74,18%	135 391	82,76%
<b>ОБЩО</b>	<b>107 294</b>		<b>69 474</b>		<b>137 208</b>		<b>163 594</b>	

Световният пазар на природен газ претърпя голямо сътресение през 2022 г., след като Русия намали значително доставките по газопроводите за Европа в резултат на войната в Украйна, което доведе до безпрецедентен натиск върху доставките и предизвика глобална енергийна криза. Това се отрази силно върху цените на природния газ, които достигнаха рекордно високи нива в Европейския съюз и България.

Вследствие на намалените през 2022г. потоци на руски газ към Европа, бяха насочени значителни количества тръбопроводен газ и LNG към европейските страни от

алтернативни източници като Норвегия, Алжир, САЩ, Катар, Нигерия и др. Терминалите за втечен природен газ ще продължат да играят ключова роля за повишаване на европейската газова сигурност.

#### **д) Описание на ролята на съхранението на природен газ в България**

Въз основа на лицензия издадена от ДКЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, чрез собствено подземно газово хранилище ПГХ „Чирен“, служещо за покриване на сезонната неравномерност в потреблението и гарантиране сигурност на доставките. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-30% от дневните нужди през студените зимни месеци. Нагнетените/добитите количества природен газ в/от газохранилището зависят от пазарните условия и оптималните технически възможности на ПГХ „Чирен“, при спазване на правилата за сигурна и безопасна експлоатация.

Предприятията за природен газ, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно сезонно потребление (в това число топлофикационни дружества и крайни снабдители) са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти в рамките на 10% - 20% от годишните заявки за доставка на техните потребители.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е длъжен да осигури капацитет за нагнетяване и да съхранява тези количества природен газ, които са с индикативен обем от общо 290 тсст.

Сезонната неравномерност на доставките се определя чрез коефициент на неравномерност (КН), както следва:

$$\text{КН} = \text{Vл} / \text{Vз}$$

**Vл** - сума на потребените количества от предходната календарна година за месеците от април до септември;

**Vз** - сума на потребените количества от предходната календарна година за месеците от януари до март и от октомври до декември.

Когато КН е по-малко от 0,6 доставката следва да се счита за неравномерна, а в останалите случаи за равномерна.

За проверка на информацията по сключените договори за доставка на газ с клиенти с неравномерно сезонно потребление – предприятията, доставящи природен газ на клиенти с неравномерно сезонно потребление, са длъжни да предоставят извадка от договорите си със заличена търговски чувствителната информация на „Булгартрансгаз“ ЕАД, който предоставя справка на компетентния орган за заявените капацитети за съхранение и нагнетяване от предприятията, съгласно постъпилата информация.

Развитието на междусистемните връзки със съседните страни и осигуряването на достатъчно капацитет за съхранение, както и реализацията на други приоритетни проекти, ще повиши пазарната интеграция, диверсификацията и сигурността на доставките в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен“ да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонната оптимизация на използване на газопреносните системи.

#### **Капацитета за съхранение (общ и полезен), сравнен с търсенето през отоплителния сезон**

ПГХ „Чирен“ е с общ обем в размер на 1300 тсст, а капацитета на хранилището (активен газ) е в размер на 550 тсст активен газ. Останалият обем в размер на 750 тсст е буферен газ. Настоящият капацитет на хранилището (обема на активния газ в енергийни единици) е 5 889 762 MWh, определен при горна калоричност на природния газ в размер на 10.71 MWh/1000m<sup>3</sup>.

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ има за цел увеличаване на обема на активния газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и увеличаване на дневните капацитети на добив и нагнетяване до 8-10 млн.м<sup>3</sup>/ден. Увеличените капацитети ще гарантират сигурността на доставките на природен газ и ще допринесат за подобряване на конкуренцията и достъпа до природен газ от алтернативни източници. По този начин проектът ще спомогне за повишаване на ликвидността на газовите пазари в България и региона.

Стойностите на добитите и нагнетени количества природен газ, както и тяхното изменение за 2019 г., 2020 г., 2021 г. и 2022 г. са представени в следващата таблица.

Природен газ ПГХ „Чирен“	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	bcm	bcm	bcm	bcm
Нагнетено количество	0.410	0,362	0,37279	0,42656
Добито количество	0.358	0,41295	0,47021	0,24055
Среднодневен добив за 1 месец	0.0024	0,00207	0,00243	0,00174
Минимален среднодневен добив за 1 месец	0.00107	0,00126	0,00178	0,00084
Максимален среднодневен добив за 1 месец	0.00323	0,00261	0,00284	0,00255

**Потребление на природен газ в България през отоплителния сезон** (информация за общото годишно потребление на природен газ в страната за периода 2019 г. до 2022 г. е посочена в а) Основни данни за пореблението на природен газ в България от настоящия Превантивен план)

Потребление в България през отоплителен сезон 2019 г.-2020 г.							
	Октомври 19	Ноември 19	Декември 19	Януари 20	Февруари 20	Март 20	Април 20
<b>mcm</b>	180.7	256.0	330.0	365.1	318.6	300.0	230.2
<b>GWh</b>	1918.8	2715.4	3494.8	3863.1	3358.4	3163.0	2425.0

Потребление в България през отоплителен сезон 2020 г.-2021 г.							
	Октомври 20	Ноември 20	Декември 20	Януари 21	Февруари 21	Март 21	Април 21
<b>mcm</b>	240.6	318.1	345.4	387.8	349.5	378.4	288.5
<b>GWh</b>	2538.7	3356.2	3640.4	4078.6	3675.3	3978.4	3033.1

Потребление в България през отоплителен сезон 2021 г.-2022 г.							
	Октомври 21	Ноември 21	Декември 21	Януари 22	Февруари 22	Март 22	Април 22
<b>mcm</b>	228.9	273.0	352.8	381.7	301.3	330.4	208.7
<b>GWh</b>	2410.8	2880.5	3718.8	4025.1	3179.7	3494.1	2209.8

Потребление в България през отоплителен сезон 2022 г.-2023 г.							
	Октомври 22	Ноември 22	Декември 22	Януари 23	Февруари 23	Март 23	Април 23
<b>mcm</b>	137.4	217.5	270.2	254.9	247.7	257.2	209.5
<b>GWh</b>	1466.4	2336.2	2926.1	2765.2	2675.5	2780.6	2266.4

**Описание на ролята на съоръженията за съхранение на природен газ в България, които са от значение за рисковата група.**

За периода 2022 – 2023 година (зимен цикъл), основните характеристики на ПГХ „Чирен“, в т.ч. трансграничен достъп, са представени таблично по-долу.

Трансграничен достъп	Обем (MSm <sup>3</sup> )		Капацитет за добив (MSm <sup>3</sup> /d)			
	Резерв*	Наличен твърд търговски капацитет	Първоначален	При 50% запълняемост	При 20% запълняемост	При 10% запълняемост
Разрешен и използван	290	250	3,82**	3.6	2.6	2.3

\* Капацитет за гарантиране на сигурността на доставките за потребителите и поддържане на баланса.

\*\* Капацитет за добив (MSm<sup>3</sup>/d) при 100% запълняемост на ПГХ „Чирен“

MSm<sup>3</sup>/d – милиона стандартни кубически метра (условия - T=20°C и P=1,01325 bar(a)) газ за един ден (24 часа).

#### **Максимален дневен капацитет на добив при различни нива на запълване**

Дневният капацитет на добив от газохранилището, зависи пряко от текущото пластово налягане в подземния газов резервоар и степента на запълване. При необходимост може да се осъществи т.н. форсиран (авариен) добив, като капацитета на добив може да достигне до 4,7 mcm/day. Този авариен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище за ограничен период от време.

#### **Капацитети на добив и нагнетяване в ПГХ „Чирен“**

Капацитет	Нагнетяване	Нагнетяване	Добив	Добив
дневен	mcm/day	MWh/day	mcm/day	MWh/day
Максимален	3.85	41 228	3.82 /4.7*	40 907 / 50 330*
Минимален	0.5	5 354	0.5	5 354

Обемът на газа в енергийни единици е определен при горна калоричност на природния газ в размер на 10.71 MWh/1000m<sup>3</sup>.

\* Максимален капацитет при форсиран режим на добив (авариен режим).

Капацитетът на добив и нагнетяване зависи пряко от пластовото налягане и степента на запълване на хранилището.

#### **е) Описание на ролята на местния добив в България**

Добив на природен газ се осъществява от „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и „Петроkelтик България“ ЕООД. „Петроkelтик България“ ЕООД осъществява местен добив на природен газ от находище „Галата“, „Калиакра“ и „Каварна“, за които „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя достъп до газопреносната мрежа във входна точка ГИС Галата.

Дружеството „Проучване и добив на нефт и газ“ АД е публична компания, която е концесионер по тринадесет концесионни договора за добив на суров нефт и/или природен газ и използва входна точка ГИС „Долни Дъбник“ за връзка с газопреносната мрежа.

Настоящата експлоатация на газовите находища в страната е ограничена и не се очаква да има значително увеличение на добива в бъдеще. Въпреки това, бъдещият добив може да нарасне, предвид продължаващите дейности по търсене и проучване, включително в акваторията на Черно море.

За периода 2019 – 2022 година дружествата Petroceltic и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД са добили следните количества природен газ:

Година	2019	2020	2021	2022
	bcm	bcm	bcm	bcm
<b>Местен добив - общо</b>	<b>0.017</b>	<b>0,045</b>	<b>0,021</b>	<b>0,010</b>

Видно от данните в таблицата по-горе, количествата природен газ от местен добив са незначителни и с тенденция за намаление, поради което количествата за задоволяване на потребителите в страната са от външни източници.

**ж) Ролята на природния газ за производството на електроенергия в България.** (капацитет за производство на електроенергия от газ, включително и за комбинирано производство на електрическа енергия (общо в MW) и като процент от общата производствена мощност.

В Република България природният газ се използва за производство на електрическа енергия основно в централи за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) – когенерации, които към 2023 г. са с обща инсталирана мощност 1209 MWe.

Най-големите топлоелектрически централи, които работят с природен газ са:

- „Топлофикация София“ ЕАД – ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ – общо 239 MWe;

- „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – общо 80 MWe;

- „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – общо 11,22 MWe;

- „Топлофикация Бургас“ ЕАД – общо 17,82 MWe;

- „Топлофикация Плевен“ ЕАД – общо 68 MWe;

- „Топлофикация Перник“ АД – когенератори на газ - 20,91 MWe.

- „Биовет“- 18 MWe

- „Топлофикация Враца“ ЕАД – общо 8,24 MWe;

- „Топлофикация Разград“ ЕАД – 3,014 MWe;

- „Топлофикация Велико Търново“ АД – 2,81 MWe;

Производство на електрическа енергия от природен газ в България може да се осъществява и в ТЕЦ „Варна“ – кондензационна централа с обща инсталирана електрическа мощност - 630 MWe, която обаче през 2023 г. не е работила.

Общото електропроизводство на топлоелектрическите централи в Република България, които работят с основно гориво природен газ за 2022 г. е 4.87 %, което бележи спад с 2.17 % спрямо 2021 г.

Количеството природен газ за производство на електрическа и топлинна енергия в страната за периода 2019 г. - 2022 г., в bcm/y, е показано в следващата таблица:

Вид производство	2019	2020	2021	2022
	bcm/y	bcm/y	bcm/y	bcm/y
Природен газ за производство на електрическа енергия	0.362	0.402	0.615	0.344
Природен газ за производство на топлинна енергия	0.721	0.727	0.793	0.655
<b>Общо:</b>	<b>1.083</b>	<b>1.129</b>	<b>1.408</b>	<b>0.999</b>

Сложната обстановка на газовия пазар в Европа вследствие на военната инвазия на Русия в Украйна и последвалите действия на ООО „Газпром експорт“ причиниха прекъсване на доставките на руски природен газ през 2022 г. за редица страни.

На 27 април 2022 г. Русия прекрати едностранно доставките за обществения доставчик на природен газ в България в отговор на отказа на страната ни да се съгласи с искането на Русия, доставките на газ да се заплащат в рубли. Прекъсването на доставките на природен газ не се отрази съществено на вътрешния пазар на електроенергия, предвид ниския процент на производствените мощности използващи природен газ. Отпадането обаче на топлоизточниците работещи с природен газ и осигуряващи централизираното топлоснабдяване в градовете, би принудило гражданите да заменят този вид енергия с електричество, което от своя страна може да доведе до претоварване и дори до изключване на големи части от електроразпределителната мрежа в отделни градове на страната.

### **з) Роля на мерките за енергийна ефективност и тяхното въздействие върху годишното крайно потребление на газ в България.**

В Република България съществува нормативна уредба, регулираща политиката в областта на енергийната ефективност, въз основа на която субектите са длъжни да изпълняват мерки за повишаване на енергийната ефективност. Основният нормативен документ в областта на енергийната ефективност е Закона за енергийната ефективност (ЗЕЕ). Целта на закона е съществено да се допринесе за постигането на националните цели за енергийна ефективност, като по този начин страната се включи активно в усилията на Европейския Съюз за изпълнение на общата цел на общността за 2030 г. За подпомагане изпълнението на националната цел за енергийна ефективност до 31 декември 2030 г. се въвежда нова схема за задължения за енергийни спестявания, както и алтернативни мерки, които да осигурят постигането на обща кумулативна цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия за периода от 1 януари 2021 г. до 31 декември 2030 г. Разликата между общата кумулативна цел и прогнозните енергийни спестявания от прилагането на алтернативните мерки ще се разпределя като индивидуални цели за енергийни спестявания между следните задължени лица:

1. крайни снабдители, доставчици от последна инстанция, търговци с издадена лицензия за дейността "търговия с електрическа енергия", които продават електрическа енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
2. топлопреносни предприятия и доставчици на топлинна енергия, които продават топлинна енергия на крайни клиенти повече от 20 GWh годишно;
3. крайни снабдители и търговци на природен газ, които продават на крайни клиенти повече от 1 млн. кубически метра годишно;
4. търговци на течни горива, които продават на крайни клиенти повече от 500 тона течни горива годишно;
5. търговци на твърди горива, които продават на крайни клиенти повече от 13 хил. тона твърди горива годишно.

Разширен е обхватът на текущия режим за инспекция на системите за отопление и климатизация и включването на комбинираните системи за отопление и вентилация. Въведено е изискване сградите за обществено обслужване в експлоатация с разгъната застроена площ над 250 кв. м с инсталации за отопление или с комбинираните системи за отопление и вентилация с полезна номинална мощност за отопление или охлаждане на помещения над 290 kW да се оборудват със системи за сградна автоматизация и управление, когато това е технически осъществимо и икономически целесъобразно.

В ЗЕЕ и подзаконовата нормативна уредба в областта на енергийната ефективност са включени мерки за повишаване на енергийната ефективност, които субектите от публичния сектор могат да използват. Големите предприятия са задължени да извършват енергийни одити на интервали от четири години.

Предвидените в нормативната уредба мерки са основа за механизмите за подобряване на енергийната ефективност и на практика имат въздействие върху крайното годишно потребление на природен газ, предвид тяхната специфика. От една страна подобренията и модернизациите, извършвани по отношение на оборудването и инсталациите, използващи природен газ в промишлените и/или енергийни процеси, ограничават крайното потребление – подобряват ефективността, а от друга страна, мерките, свързани с промяна на вида на използваното гориво (например използване на когенерационни, локални системи, захранвани с природен газ, вместо котли, захранвани с твърди горива), ще увеличат годишното потребление на природен газ. Въпреки това, с цел да се гарантира сигурността на доставките на газ в Съюза и в изпълнение на Регламент (ЕС) 2022/1369 на Съвета от 5 август 2022 година, страната ни ще продължи да предприема допълнителни мерки за намаляване на търсенето на газ с 15%, съгласно изискването на Регламента.

## **2. Обобщение на оценката на риска**

В съответствие с член 7 и съгласно изискванията на приложение V от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010, Република България актуализира своята Национална оценка на риска през 2023г.

Резултатите от изготвената Национална оценка на риска за сигурността на доставките на природен газ са както следва:

### **а) списък на оценените сценарии и кратко описание на допусканията, направени при всеки от тях, както и установените рискове/недостатъци:**

Критериите, използвани за определяне на това дали дадена система е изложена на високи/неприемливи рискове са посочените в приложената по-долу таблица за степента на сериозност на риска предложена от Обединения изследователски център на Европейската комисия (JRC – ЕС). В таблицата са определени 5 нива на вероятността даден риск да се случи. Оцветените в зелен цвят са най-малко вероятните рискове, а с червен цвят са кризисните рискове, които всъщност не са приемливи и не трябва да бъдат допуснати. Всеки рисков фактор има различни характерни само за него критерии за оценка. По тази причина общата картина за влиянието на всеки фактор е твърде сложна и динамична, но нейното създаване може да послужи на експертите по сигурността на доставките да се ориентират.



	АКТИВИ	Газова инфраструктура					ИТ/Система за			Саради			Служители	
		Компресорна станция	Вход/изход (from/to Countries)	Място на производ-ство	Подземно газово складище	LNG Терминал	Тръбопровод	Система за контрол на процесите	Система за обмен на данни	Административна сграда	Регионален център за поддръжка	Център за контрол на газовия поток	Работници	
Технологични - 15 бр.	Източници на риска													
	Експлозия - 1					NA								
	Пожари (вътрешен за дадено съоръжение) - 1					NA								
	Изтичане на газ - 2					NA								
	Човешки грешки - 1					NA								
	Наводнения (вътрешно събитие, теч, водещ до наводнение) - 1					NA								
	Неизправност или стареене на оборудването (неуспех при стартиране, отказ по време на работа, вътрешна корозия, механично износване и др.) - 2					NA								
	Липса на електроенергия (или друг енергиен източник) - 1					NA								
	Неизправност на ИКТ (повреда на хардуера, грешка в софтуера, интернет, проблеми с SCADA и т.н.) - 1					NA								
	Кибератака - 2					NA								
	Нанесени поражения в резултат на изкопни работи (копаене, пробиване), наземни работи и др. - 2					NA								
	Липса на адекватна поддръжка на газопреносната мрежа - 2					NA								
	Използване на остри технологии - 2					NA								
	Липса на резервни части - 2					NA	NA							
	Политически - 4 бр.	Замърсяване на въздуха поради авария в близо съоръжение (химическо, ядрено) - 1					NA							
Въздействие на въздухоплавателно средство - 1						NA								
Друго (уточнете):.....		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Политически въмнения (в страната на добив, или в транзитна страна) - 3						NA								
Война/гражданска война (в страна на добив или в транзитна страна) - 3						NA								
Тероризъм - 4						NA								
Прекъсване на газа в трети страни поради различни причини - 2						NA								
Друго (уточнете):.....		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Търговски/пазарен/финансов - 6 бр.		Споразумения с доставчици от трети държави - 2					NA							
		Търговски спорове - 2					NA							
		Нестабилност на цените - 4 (първи сценарий)					NA							
		Нестабилност на цените - 5 (втори сценарий)					NA							
		Недостатъчни инвестиции - 1					NA							
		Внезапно, неочаквано върхово потребление - 2					NA							
		Контрол на инфраструктурата, важна за сигурността на доставките от субекти от трети страни - 2					NA							
Социални - 7 бр.	Друго (уточнете):.....	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
	Стъпки (в различни свързани сектори, като газовия сектор, пристанищата, транспорта и т.н.) - 1					NA	NA							
	Саботажи - 1					NA								
	Общественото противопоставяне на съоръжения/инвестиции - 2					NA								
	Липса на персонал (слабо населени райони, застаряващо население, неподходяща специална подготовка, аварии и т.н.) - 1					NA								
	Пандемия - 2					NA								
	Вандализъм - 1					NA								
	Кражи - 1					NA								
	Земетресения - 2					NA								
	Природни - 7 бр.	Наводнения (силен дъжд, речни разливи и др.) - 2					NA							
Селачища - 1						NA								
Бури (на сушата, в морето) - 1						NA								
Лавини - 1						NA								
Екстремни метеорологични условия (екстремно ниски температури, екстремно високи температури) - 2						NA								
Пожари (външни за съоръжението, като околни гори, тревни площи и др.) - 2						NA								
Друго (уточнете):.....		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	

Извършената национална оценка на риска обхваща 5 основни групи рискови фактори според естеството на техния произход (политически, технологични, социални, търговски/пазарни/финансови рискове и природни рискове). Заплахите може да бъдат причинени от човешко действие или бездействие или от природно явление. При оценката са идентифицирани **39 вида различни специфични рискове** в групите, които могат да повлияят на сигурността на доставките на природен газ. Най-голяма група са **технологичните рискове - (15 бр)** следвани от социалните (7 бр.) и природните рискове (7 бр.). Част от тях застрашават работата на всички елементи от газовата инфраструктура а някои могат да засегнат само отделни нейни елементи и да имат само локално значение. Най-застрашените елементи от газопреносната система са компресорните станции, междусистемните точки вход/изход, подземното съхраняване на газ; тръбопроводите, центъра за контрол на потока на газ и др. По-голямата част от рисковете са с вероятност от възникване в рамките от много ниска до ниска (1-2) и в обхвата им попадат различни елементи от газовата инфраструктура. Самостоятелно всеки риск сам за себе си обикновено не представлява голяма заплаха, но при едновременното възникване на няколко различни рискове, обстановката може рязко да се влоши и да доведе до нарушаване на доставките.

В оценката са идентифицирани **2 рискови фактори**, които са оценени с високо ниво на опасност (**4**), като в единия случай, при определени условия, е възможно много високо ниво на опасност (**5**), **2 рискови фактора** са оценени с вероятност от възникване (**3**) и **17 рискови фактори**, които са с много ниско ниво на опасност и вероятността за появата им е **ниска (1)**. Тяхното проявление е предимно локално и не застрашава сигурността на доставките за дълго време. Последствията от тези рискове се преодоляват обикновено със силите на операторите на системите и на национално ниво.

Значителна част от **рисковете 18**, са с ниско ниво на опасност и вероятност за поява **(2)**. Те също в повечето случаи и при самостоятелно възникване могат да засегнат газопреносната инфраструктура, но пораженията от тях не се очаква да доведат до дълговременни прекъсвания на доставките. Въпреки това ако излязат от контрол и при неблагоприятни обстоятелства в комбинация с други събития могат да доведат до усложнена ситуация. Тези рискове притежават потенциал за преминаване в по-високо ниво на опасност и в комбинация с някои от останалите рискове може бързо да доведе до каскадни ефекти в системата, водещи до непредвидими последици за доставките. Комбинацията от въздействие на един или няколко риска по едно и също време в определена страна, може да доведе до прекъсване доставките на газ за време от седмица до няколко седмици, както за страната така и за държавите от рисковата група. Ще засегне защитените клиенти, може да засегне частично прекъсваемия пазар, износа, комбинираното производство на електричество, отчасти с индустриалното търсене. Осигуряването на защитени клиенти ще е възможно само с прилагането на непазарни мерки. По тази причина същите следва да бъдат наблюдавани постоянно от дежурните екипи, за да не се допусне изненадващо ескалиране на рисковите ситуации и затрудняване на овладяването на последиците от тях.

Военната агресия на Руската федерация срещу Украйна постави под риск енергийната сигурност в Европа и поради това ENTSOG извърши допълнителна оценка на зависимостта на страните членки на ЕС от руски доставки през лятото на 2023 г. и зимата на 2023/24 г. Съгласно публикувания през м. април 2023г. от ENTSOG „Summer Supply Outlook, с преглед на зимата 2023/24г.“<sup>3</sup> е направена оценка на готовността на газовата инфраструктура на страните членки от ЕС, да се справят с предизвикателствата при различни сценарии.

От направения извод в оценката на ENTSOG се установява, че високите запаси на газ в хранилищата през зимния сезон играят съществена роля за гарантиране на сигурността на доставките, като осигуряват и необходимата сезонна гъвкавост. От гледна точка на сигурността на доставките, би било важно нагнетеният природен газ в хранилищата през летния сезон да се поддържа на адекватно ниво до края на зимата.

Поддържането на съществуващата газова инфраструктура в добро техническо състояние и изграждането на нови трасета за междусистемно свързване на газопреносните мрежи между отделни държави в Европа, са в основата за ефективно намаляване зависимостта на страните членки на ЕС от доставки на руски природен газ.

Резултатите от симулацията показват, че дори при пълно прекъсване на доставките на природен газ от Русия през зимата, с въвеждането на подходящи мерки от държавите членки на ЕС като: увеличаване на съхраняваните количества природен газ в хранилищата, осигуряването на допълнителни алтернативни доставки на природен газ и намаляването на потреблението на газ в периода от 1 април 2023 г. до 31 март 2024 г. с най-малко 15 % в сравнение със средното потребление на газ за същия период от последните пет години (доброволно намаляване на търсенето), ще се гарантира нормалното топлоснабдяване на гражданите на ЕС през зимата.

## **б) Основните заключения от Националната оценка на риска.**

Националната оценка на риска за доставките на природен газ в България показва, че не са констатирани рискове водещи директно до значителни, тежки или катастрофални последици произтичащи от прекъсване на доставките на територията на

---

<sup>3</sup> [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-04/SO0045-23\\_Summer%20Supply%20Outlook%202023%20with%20Winter%202023-24%20Overview.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-04/SO0045-23_Summer%20Supply%20Outlook%202023%20with%20Winter%202023-24%20Overview.pdf)

България, но при определени обстоятелства е възможно тяхното възникване. Основната част от рисковете по степен на вероятност и разрушителност са с ниска вероятност за случване и с малка разрушителна способност, особено след като доставките на газ за страната ни се осигуряват чрез южния газов коридор и не зависят от Русия и Украйна. Тяхното въздействие остава в рамките на отделни елементи на газовата инфраструктура и при възникването им те няма да засегнат съществено доставките за другите държави от рисковата група и защитените клиенти.

Към настоящия момент най - високи и постоянни сред всички рискове остават тези, които са свързани и зависят от международната политическа обстановка и могат да доведат до значителна нестабилност на цените на природния газ, вследствие на продължаващата война между Русия и Украйна.

Анализите показват, че с реализацията на проектите за междусистемно свързване на българската газова инфраструктура с тази на съседните страни, България изпълнява стандарта за инфраструктура според формулата N-1 на национално ниво.

### **3. Стандарт за инфраструктура (член 5)**

#### **Определение на формулата N – 1**

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.

Газовата инфраструктура обхваща газопреносната мрежа, включваща междусистемните връзки, както и съоръженията за добив, ВПГ и съхранение, свързани с района на изчислението.

Техническият капацитет на всички останали налични газови инфраструктури в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура е равен най-малко на сумата на общото дневно търсене на газ в района на изчислението в ден на изключително голямо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

Резултатите от формулата N – 1, изчислени, както е показано по-долу, са равни най-малко на 100 %.

#### **3.1. Национално равнище**

##### **Идентифициране на най-голямата единична газова инфраструктура**

От 01.01.2020 г. най-голямата единична газова инфраструктура, захранваща вътрешното търсене в България е газопроводът с входна точка IP Странджа 2/ Малкочлар, свързваща газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TAGTAS (Турция), която е с максимален постоянен капацитет 54,6 mcm/day от страна на България.

##### **с) изчисляване на формулата N - 1 на национално равнище**

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2023-2027 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 за изпълнение на стандарта за инфраструктура, която е използвана за настоящия План, е както следва:

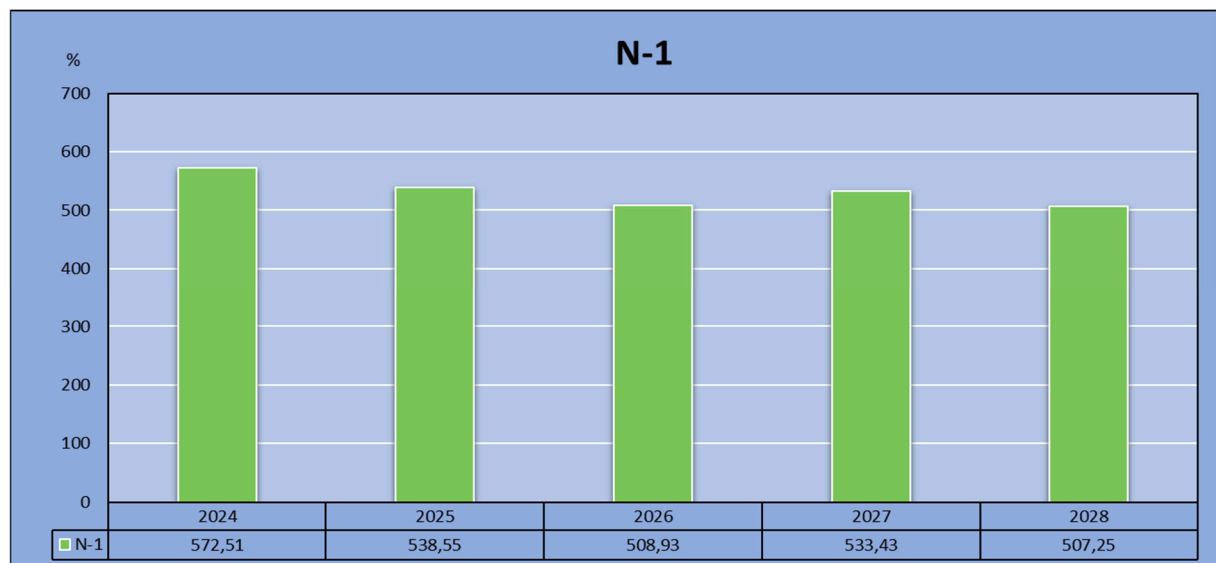
$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100$$

, където:

<b>EP<sub>1</sub></b>	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP<sub>2</sub></b>	Технически капацитет на Негру вода 1/Кардам, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP<sub>3</sub></b>	Технически капацитет на интерконектор България-Сърбия, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP<sub>4</sub></b>	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP<sub>5</sub></b>	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево (IBR), млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP<sub>6</sub></b>	Технически капацитет на интерконектор Гърция-България (IGB), млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP<sub>7</sub></b>	Технически капацитет на IP Киреево/Зайчар, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>EP<sub>8</sub></b>	Технически капацитет на IP Странджа/Малкочлар, млн. м <sup>3</sup> /д.
<b>LNG<sub>m</sub></b>	Максимален технически капацитет на съоръженията за ВПГ
<b>S<sub>max</sub></b>	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен
<b>P<sub>max</sub></b>	Национално производство на газ – максимален възможен добив
<b>D<sub>max</sub></b>	Национално потребление - пиково потребление
<b>I<sub>max</sub>= EP<sub>1</sub></b>	Най-голямата единична газова инфраструктура – IP Странджа 2/Малкочлар, млн. м <sup>3</sup> /д.

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

Година	P <sub>max</sub>	S <sub>max</sub>	EP <sub>2</sub>	EP <sub>3</sub>	EP <sub>4</sub>	EP <sub>5</sub>	EP <sub>6</sub>	EP <sub>7</sub>	EP <sub>8</sub>	D <sub>max</sub>	LNG <sub>max</sub>	Ep <sub>1</sub> =I <sub>max</sub>	N-1
mcm/d													%
2024	0,03	4,70	20,27	0,72	6,12	4,11	9,13	32,00	11,00	15,38	0,00	54,60	572,51
2025	0,03	5,40	20,27	0,72	6,12	4,11	9,13	32,00	11,00	16,48	0,00	54,60	538,55
2026	0,03	6,10	20,27	0,72	6,12	4,11	9,13	32,00	11,00	17,58	0,00	54,60	508,93
2027	0,03	6,80	20,27	0,72	9,50	4,11	15,22	32,00	11,00	18,68	0,00	54,60	533,43
2028	0,03	7,50	20,27	0,72	9,50	4,11	15,22	32,00	11,00	19,78	0,00	54,60	507,25



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

С цел постигане на стандарта за инфраструктура в България се изпълняват няколко основни проекта, проекти за изграждане на нови междусистемни газови връзки със съседните страни и повишаване на капацитета на съществуващите точки, проект за разширение на ПГХ „Чирен“ и/ или за ново газохранилище, нови проекти, осигуряващи входен капацитет и др.

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.

#### **4. Спазване на стандарта за доставки**

Компетентният орган изисква от определени от него предприятия за природен газ да предприемат мерки, за да гарантират доставките на газ на защитените клиенти в държавата членка във всеки един от следните случаи:

а) екстремни температури в продължение на 7-дневен пиков период, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години;

б) всеки период от 30 дни на изключително голямо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години;

в) за период от 30 дни в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура при средностатистически зимни условия.

Наложените на предприятията за природен газ задължения за изпълнение на стандартите за доставки на газ, определени в настоящия член, се прилагат без дискриминация и не трябва да създават ненужна тежест за тези предприятия.

Компетентният орган гарантира, че са създадени условия за доставки на природен газ към защитените клиенти, без това да засяга правилното функциониране на вътрешния енергиен пазар и на цена, отчитаща пазарната стойност на доставките. Мерките са предназначени да гарантират непрекъснати доставки — при много затруднени условия — за защитените клиенти, както и изпълнение на мерки за смекчаване на последиците от извънредна ситуация.

Всички нови непазарни мерки, предвидени да гарантират стандарта за доставки на газ, следва да са съответствие с процедурата, определена в член 9, параграфи 4—9 от Регламент (ЕС) 2017/1938.

Компетентният орган оповестява всяка мярка, която все още не е включена в превантивния план за действие, и уведомява Комисията за описанието на всяка такава мярка и нейното въздействие върху националния пазар на газ и, доколкото е възможно, пазарите на газ на другите държави членки.

#### **а) Защитени клиенти в Република България**

В България защитените клиенти са описаните в Регламент 2017/1938, а именно битовите клиенти, които са свързани към газоразпределителна мрежа, малките и средните предприятия, всяка система за централизирано топлоснабдяване, доколкото тя доставя отопление на битови потребители при условие, че тази инсталация не е в състояние напълно да премине на други горива, различни от газ (напр. производители на електрическа и топлинна енергия по комбиниран начин, използващи газови турбини

и/или бутални двигатели), всички обществени дейности, сред които болници, домове за възрастни хора, затвори, училища и други обществени инфраструктури, публични и частни, които извършват акредитирани дейности за сестрински грижи и дейности, както и граждански и не граждански клиенти с потребление до 0.05 mcm/y.

Защитените клиенти по линия на солидарността в България, в съответствие с Регламент 2017/1938, са домакинствата (битовите клиенти), които са свързани към газоразпределителна мрежа, здравеопазването, службите за основни социални грижи, службите за спешно реагиране, службите за сигурност и инсталациите за централизирано топлоснабдяване, доколкото те доставят отопление на битови потребители при условие, че тези инсталации не са в състояние напълно да преминат на други горива, различни от газ (напр. производители на електрическа и топлинна енергия по комбиниран начин, използващи газови турбини и/или бутални двигатели).

**б) Оценка на общото потребление на защитените клиенти за периода 2019 г. - 2022 г. е показана в таблицата по-долу:**

	Количество (bcm)			
	2019	2020	2021	2022
<b>Общо потребление на природен газ</b>	2,8	2.4	3.3	2.9
<b>Потребление на защитени клиенти</b>	0.50	0.54	0.58	0.47
<b>Процент от общото потребление</b>	17.86 %	22.50 %	17.58%	16.21%

Клиенти	2019 mcm	2020 mcm	2021 mcm	2022 mcm
<b>Домакинства</b>	101.048	122.676	143.811	109.678
<b>Не домакинства защитени клиенти *</b>	403.584	412.831	438.577	359.917
<b>Всичко защитени</b>	504.632	535.507	582.388	469.596
<b>Общо годишно потребление на газ в България</b>	2 786	2 404	3 298	2 922

\*потребление, свързано с дейности, отнасящи се до член 2, точка 5, букви а), б) и в) от Регламент (ЕС) 2017/1938

Клиенти	2019 г., брой клиенти	2020 г., брой клиенти	2021 г., брой клиенти	2022 г., брой клиенти
<b>Домакинства</b>	101 050	112 656	127 056	128 827
<b>Не домакинства защитени клиенти *</b>	6 894	7 032	7 597	7 442
<b>Всичко защитени</b>	107 944	119 688	134 653	136 269

Съгласно възприетия от Република България подход, топлофикационните дружества, на които основното гориво е природен газ, но само част от съоръженията им са в състояние да преминат на алтернативно гориво, не са включени в обхвата на защитени клиенти. За тях съгласно Превантивния план са предвидени минимални количества природен газ за осигуряване на сигурната и надеждна работа на съоръженията за производство и пренос на топлинна енергия. Заложените минимални количества природен газ за топлофикационните дружества с алтернативно гориво представляват едва 8% от общото потребление на природен газ при нормална експлоатация и са технологично необходими, тъй като в Република България използваното алтернативното гориво за топлофикационните дружества е мазут (тежко котелно гориво).

Технологичният процес по преминаване и работа на този вид гориво изисква използването на определени минимални количества природен газ, които са необходими за разпалване на алтернативното гориво и за стабилизиране на горивния процес, с цел пълно изгаряне на алтернативното гориво мазут. Чрез наличието на определени минимални количества природен газ в процеса на горене, се получава по - ефективно изгаряне на използваното алтернативно гориво. Това от своя страна значително намалява изхвърлянето на вредни емисии в атмосферата, което способства за опазване на околната среда, в т.ч. живота и здравето на населението.

Съгласно екологичното законодателство за големи горивни инсталации с инсталирана мощност над 50 MW, каквито са повечето топлофикационни централи в страната, има ограничение във времето на работа на алтернативно гориво мазут, а именно не повече от 10 календарни дни в рамките на 12 месеца.

Отделно от това в Република България има районни (локални) отоплителни инсталации за производство само на топлинна енергия, които захранват предимно битови клиенти. В технологичната схема на тези централи са включени газови котелни инсталации за производство на пара, необходима за подгриване на резервното гориво - мазут. Поради тази причина, за тези инсталации също са предвидени минимални количества природен газ. Пълното прекъсване на природния газ към тези инсталации, неминуемо ще доведе до нарушаване на производствения режим на централата и прекратяване на производството на топлинна енергия за битовите потребители.

Инсталациите за производство на топлинна енергия, в т.ч. ко - генерациите, са от стратегическо значение за енергийната сигурност в България и отпадането им от работа би довело до енергийна криза в страната. В случай, че бъде прекъснато напълно газоподаването към тези дружества и те спрат работа, техните клиенти (преобладаващо битови), по обективни причини, ще се наложи да преминат на друг алтернативен източник за отопление, което на практика ще се яви електрическата енергия. Това се потвърждава от факта, че голяма част от панелните жилищни сгради в страната (изградени в най- големите български градове) са проектирани да бъдат отоплявани с централизирано топлоснабдяване и не във всички жилищни помещения има изградени изводи за комини. Прекомерното потребление на електрическа енергия ще доведе до дисбаланс на електроенергийната система, което може да доведе и до нейния срив.

В тази връзка в Плана за действие при извънредни ситуации на България се предвижда преминаване на топлофикационните дружества към алтернативно гориво, като изрично е пояснено, че ограничаването на газоподаването е необходимо да става, без да се застрашава сигурната и надеждна работа на съоръженията за производство и пренос на топлинна енергия, т.е. услугата топлоснабдяване за защитените битови потребители, в т.ч. детските, здравните и учебните заведения. В Плана е предвидено задължение към всички топлофикационни дружества да декларират времето им за преминаване на алтернативно гориво, както и необходимите им минимални количества

природен газ за осигуряване на експлоатационна надеждност и сигурност на работа на производствените им инсталации.

## **5. Превантивни мерки**

При разработката на превантивния план за действие и на плана за действие при извънредни ситуации се отчита приноса на мерките от следния индикативен и отворен списък в случай на извънредна ситуация:

### **5.1. Мерки за поддържане на технически изправна и надеждна инфраструктура**

В качеството си на оператори на газопреносната мрежа на Република България, „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Ай Си Джи Би“ АД експлоатират, поддържат и развиват газопреносната инфраструктура в страната. В изпълнение на законовите изисквания за тези дейности, операторите на газопреносна система са длъжни да я развиват в унисон с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването и извън тях, когато това е икономически обосновано.

Осигуряването и поддържането на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура е гаранция за сигурното и качествено изпълнение на услугите по преноса и съхранението на природен газ в страната. В тази връзка регулярно се извършват следните дейности:

- Планови проверки, профилактики и поддръжка на технологичното оборудване и съоръженията съгласно изискванията на Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ и инструкциите на производителите на оборудването;
  - Текущи инспекции, ремонти и диагностика на технологично оборудване и съоръжения от състава на компресорните станции;
  - Вътрешнотръбни инспекции и текущи ремонти на газопроводи;
  - Преизпитване на якост и плътност на газопроводни участъци и съоръжения към тях;
  - Обходи на трасето на газопроводи за установяване ерозионни, свлачищни процеси, пропуски на природен газ, нерегламентирани строителни и други дейности в сервитута на газопроводите и др. и мониторинг на рискови зони;
    - Противоерозионни и хидроложки мероприятия;
    - Мониторинг на катодната защита;
    - Проверка, изпитания на измервателни линии, ГРС и АГРС;
    - Поддържане на аварийен резерв тръби и осигуряване на резервни части за технологично оборудване – газотурбинни компресорни агрегати, системи за управление, КИП и А и др.

Изпълнението на посочените мерки спомагат за недопускане или намаляване на въздействието от възникването на някой от основните рискови фактори според естеството на техния произход, технологични, социални, природни, политически, търговски и заплахи причинени от човешко действие или бездействие. Тези мерки предвиждат противодействие на по-голяма част от идентифицираните в Националната оценка на риска (НОР) различни специфични рискове, които могат да повлияят на сигурността на доставките на природен газ. Част от тях застрашават работата на всички елементи от газовата инфраструктура, а някои могат да засегнат само отделни нейни елементи и да имат само локално значение.

Най-застрашените елементи от газопреносната система са компресорните станции, точките на междусистемно свързване, хранилището за подземно съхранение на газ, тръбопроводите, центъра за контрол на потока на газ и др., което се отразява както на клиентите така и на регионалните доставки за страните от рисковата група. Макар че



по - голямата част от рисковете са с вероятност от възникване в рамките от много ниска до ниска (1-2), тяхното въздействие може да обхване различни елементи от газовата инфраструктура. Самостоятелно всеки риск сам за себе си обикновено не представлява голяма заплаха, но при едновременното възникване на няколко различни рискове, обстановката може рязко да се влоши и да доведе до нарушаване на доставките. Реализирането на планираните мерки позволява степента на опасност от тази група рискове да е сравнително ниска. Изпълнението на превантивните мерки имат преди всичко национално измерение. Гарантирайки сигурността на работа на националната газопреносна и разпределителна мрежа ни позволява да имаме положително влияние и в регионално измерение. Мерките осигуряват стабилни доставки на природен газ за всички клиенти с което се влияе положително и на икономиката на страната и тази в региона. Стабилната работа на системата позволява ефективно и ефикасно да се използват енергийните ресурси на страната и недопускане на вредни последици и въздействие върху служителите работещи в нея и клиентите разчитащи на устойчивите доставки на природен газ.

## **5.2. Мерки за засилване на междусистемните връзки между съседните държави членки**

Представители на газовите компании - „Булгартрансгаз“ ЕАД (България), ICGB AD (България), DESFA S.A. (Гърция), FGSZ LTD (Унгария), SNTGN TRANSGAZ S.A. (Румъния) и Gastrade S.A. имат сключен Меморандум за разбирателство относно реализацията на Вертикалния газов коридор. Документът беше подписан на 1 декември 2022 г. в гр. Атина, Гърция и цели сътрудничество между газовите компании за реализацията на коридора юг-север за двупосочен пренос на природен газ, който свързва газопреносните мрежите на България, Гърция, Румъния и Унгария. Насърчаването на проекти от общ интерес, както и на други необходими проекти съвместно и индивидуално, са сред целите, записани в Меморандума за осъществяването на Вертикалния газов коридор. Този меморандум ще служи за основа за засилване на сътрудничество по отношение на анализа на възможността за изграждане на необходимата газопроводна система, с цел пренос на природен газ до до европейския пазар от Гърция през България, Румъния до Унгария и обратно.

През м. октомври 2022 г., по предложение на „Булгартрансгаз“ ЕАД беше предложена инициативата Solidarity Ring (STRING), съвместно с Transgaz S.A. (Румъния), FGSZ Ltd. (Унгария) и Eustream a.s. (Словакия) за пренос на природен газ по интегрираните газопреносни мрежи и осигуряване на алтернативен маршрут за газови доставки в достатъчно големи обеми през съществуващите мрежи на операторите. В кратки срокове и с минимални подобрения на наличната инфраструктура, проектът би могъл да пренася до 5 млрд. куб. м. природен газ годишно от Турция и Гърция към Източна, Централна и Западна Европа през територията на България, Румъния, Унгария и Словакия, като в бъдеще може да се увеличи до 20 млрд. куб. м. годишно.

## **5.3. Други мерки, приети по причини, различни от оценката на риска, но с положително въздействие върху сигурността на доставките на България и рисковите групи, в които участва**

В ход е реализацията на проекта за разширение на ПГХ „Чирен“, който цели увеличаване на обема на активния газ до 1 млрд. м<sup>3</sup> и увеличаване на дневните капацитети на добив и нагнетяване до 8-10 млн.м<sup>3</sup>/ден. Увеличените капацитети ще гарантират сигурността на доставките на природен газ и ще допринесат за подобряване на конкуренцията и достъпа до природен газ от алтернативни източници. По този начин проектът ще спомогне за повишаване на ликвидността на газовите пазари в България и региона. Планира се поэтапното въвеждане в експлоатация на инфраструктурата да завърши до края на 2024 г.

Разширението на ПГХ „Чирен“ е в синергия и с проекта за LNG терминал край Александрополис и ще даде възможност на търговците и потребителите на газ в региона да се възползват в пълна степен от динамичното развитие и конкурентните предимства, осигурявани от пазара на втечен природен газ.

#### **5.4. Мерки за доброволно намаляване на търсенето на газ**

В изпълнение на Регламент (ЕС) 2022/1369 от 5 август 2022 година, относно координирани мерки за намаляване на търсенето на газ Република България полага всички възможни усилия, за да намали потреблението си на газ в периода от 1 април 2023 г. до 31 март 2024 г. най-малко с 15 % в сравнение със средното си потребление на газ в периода от 1 април 2017 г. до 31 март 2022 г. („доброволно намаляване на търсенето“).

Мерките са ясно дефинирани, прозрачни, пропорционални, недискриминационни и проверими. При избора на мерките са взети под внимание принципите, залегнали в Регламент (ЕС) 2017/1938, като същите:

- a) не нарушават ненужно конкуренцията или правилното функциониране на вътрешния пазар на газ;
- b) не застрашават сигурността на доставките на газ на други държави членки или на Съюза;
- c) са в съответствие с разпоредбите на Регламент (ЕС) 2017/1938 по отношение на защитените клиенти.

Когато Съветът обяви състояние на тревога в Съюза<sup>4</sup>, в съответствие с Регламент (ЕС) 2022/1369 на Съвета от 5 август 2022 година относно координирани мерки за намаляване на търсенето на газ (Регламент 2022/1369), Република България намалява своето потребление на газ („задължително намаляване на търсенето“). Докато е обявена тревога в Съюза, потреблението на газ в периода от 1 април 2023 г. до 31 март 2024 г. („периода на намаляване“) трябва да е с 15 % по-ниско в сравнение с референтното потребление на газ в страната<sup>5</sup>.

Всяко намаляване на търсенето, постигнато от страната по време на периода преди обявяването на тревога в Съюза, се взема предвид за целите на задължителното намаляване на търсенето.

При вземането на решение за предприемане на мерките за намаляване на търсенето на газ, приоритетно се разглеждат такива, които са свързани за намаляване на потреблението на газ в електроенергийния сектор, мерки за насърчаване на преминаването към други горива в промишлеността, национални кампании за повишаване на осведомеността и целенасочени задължения за намаляване на отоплението и охлаждането, за насърчаване на преминаването към други горива и намаляване на потреблението в промишлеността.

#### **5.5. Мерки свързани със задължителното изпълнение на целите за запълване и графици на запълване на ПГХ Чирен**

С цел гарантиране на нуждите на всички европейски консуматори Европейският парламент и Съвета приеха Регламент ЕС 2022/1032 от 29 юни 2022 година за изменение

---

<sup>4</sup> „състояние на тревога в Съюза“ означава специфично за Съюза ниво на опасност, което води до задължително намаляване на търсенето и което не е свързано с никое от нивата на опасност съгласно член 11, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/1938;

<sup>5</sup> „референтно потребление на газ“ означава обемът на средното потребление на газ на дадена държава членка през референтния период; за държавите членки, в които потреблението на газ се е увеличило най-малко с 8 % в периода от 1 април 2021 г. до 31 март 2022 г. в сравнение със средното потребление на газ по време на референтния период, „референтно потребление на газ“ означава единствено обемът на потребление на газ в периода от 1 април 2021 г. до 31 март 2022 г.;

„референтен период“ означава периодът от 1 април 2017 г. до 31 март 2022 г.;

на Регламент 2017/1038 за гарантиране сигурността на снабдяване с природен газ. С него бяха установени задължения на държавите-членки за минимална запълняемост на подземните газови хранилища, като към края на м. октомври 2022 г. е предвидено - 80 % запълване от работния им капацитет, а от 2023 г.- 90 %.

За 2023 г. и следващите години Компетентният орган на Република България подава на Европейската комисия (ЕК) до 15 септември на предходната година проект на график на запълване с междинни цели за февруари, май, юли и септември, включително техническа информация в обобщен вид за подземните съоръжения за съхранение на газ на нейна територия, пряко свързани с нейната пазарна зона. Графикът на запълване и междинните цели се основават на средния процент на запълване през предходните пет години.

Когато, през която и да е година, Република България не може да постигне до 1 ноември своята цел за запълване поради специфични технически характеристики на газовото хранилище, като например изключително ниски нива на нагнетяване, Компетентният орган информира ЕК до 1 ноември, като посочва причините за забавянето. При посочени обективни обстоятелства целта за запълване на газовото хранилище (90%) следва да се постигне до 1 декември.

Компетентният орган извършва непрекъснат мониторинг за спазване на графика на запълване и докладва редовно на КГПГ. Ако степента на запълване на ПГХ Чирен е с повече от пет процентни пункта по-ниска от равнището в графика на запълване, компетентният орган незабавно предприема ефективни мерки за увеличаване на степента на запълване и информира ЕК и КГПГ относно предприетите мерки.

В случай на значително и устойчиво отклонение от страна на Република България от графика на запълване, което застрашава постигането на целта за запълване или в случай на отклонение от целта за запълване, Комисията, след като се консултира с КГПГ и съответните държави членки, издава препоръка до съответната държава членка или до съответните други държави членки относно мерките, които трябва да бъдат предприети незабавно.

Когато един месец след получаването на препоръката на ЕК отклонението не е намалено значително, Комисията, след консултация с КГПГ и компетентния орган в Република България, взема решение като крайна мярка да изиска да бъдат предприети мерки, с които ефективно да се преодолее отклонението, включително, когато е целесъобразно, една или повече от мерките, предвидени в член 6б, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/1938, или всяка друга мярка за осигуряване на постигане на целта за запълване.

Комисията за енергийно и водно регулиране в Република България, координирано с компетентния орган предприема всички необходими мерки, включително възможно предвиждане на финансови стимули или компенсации за участниците на пазара, с цел постигане на целите за запълване, определени съгласно член 6а от Регламент (ЕС) 2017/1938. При осигуряване на постигането на целите за запълване държавите членки дават приоритет на пазарните мерки.

Необходимите мерки се ограничават до това, което е необходимо за изпълнение на графика на запълване и за постигане на целите за запълване. Мерките следва да са ясно дефинирани, прозрачни, пропорционални, недискриминационни и проверими. Те не трябва да нарушават неоправдано конкуренцията или правилното функциониране на вътрешния газов пазар, нито да застрашават сигурността на доставките на газ за други държави членки или за Съюза.

Компетентният орган предприема всички необходими мерки, за да гарантира използването по ефективен начин на съществуващата инфраструктура на национално и регионално равнище за целите на сигурността на доставките на газ. Тези мерки при никакви обстоятелства не следва да блокират или ограничават трансграничното

използване на съоръженията за съхранение или съоръженията за ВПГ и не ограничават капацитета за трансграничен пренос, разпределен в съответствие с Регламент (ЕС) 2017/459 на Комисията.

Когато се предприемат горепосочените мерки от КЕВР или от министъра на енергетиката, се прилага принципа за поставяне на енергийната ефективност на първо място, като същевременно постигат целите на съответните си мерки в съответствие с Регламент (ЕС) 2018/1999 на Европейския парламент и на Съвета.

През 2022 г. и 2023г. за постигане на заложените цели за минимална запълняемост на подземните газови хранилища, в изпълнение на Регламент (ЕС) 2017/1938, Република България е прилагала единствено пазарни мерки.

### **Прилагане на непазарни мерки**

Съгласно Приложение VIII от Регламент (ЕС) 2017/1938<sup>6</sup>, възможни непазарни мерки, които би могло да се използват единствено когато пазарните механизми сами не могат вече да гарантират доставките, по-специално за защитените клиенти или за прилагане на мярката за солидарност с други страни членки на ЕС и само в случаи на извънредна ситуация са:

- а) мерки, свързани с предлагането:
  - използване на стратегически запаси от газ;
  - принудително използване на запаси от алтернативни горива (напр. в съответствие с Директива 2009/119/ЕО на Съвета;
  - принудително използване на електричество, произведено от други източници, различни от газ;
  - принудително увеличаване на нивата на добив на газ;
  - принудително изтегляне от хранилищата;
- б) Мерки от страна на търсенето:
  - различни стъпки за принудително намаляване на търсенето, включващи:
  - принудително преминаване на друго гориво,
  - принудително използване на договори с възможност за прекъсване, ако не са използвани пълноценно като част от пазарните мерки,
  - принудително изключване на част от натоварването от страна на дружествата.

Тези мерки следва да са необходими, пропорционални, недискриминационни и за определен период от време (временни).

Компетентният орган оповестява и всяка мярка, която все още не е включена в превантивния план за действие, и уведомява Комисията за описанието ѝ, и нейното въздействие върху националния пазар на газ, и доколкото е възможно, пазарите на газ на другите държави членки.

В горепосочения списък на непазарните мерки за сигурността на доставките на газ, които се прилагат само в случай на извънредна ситуация, като мярка свързана с предлагането е посочена използването на стратегически запаси от газ. Съгласно даденото в регламента определение, „стратегически резерв“ означава подземно съхранение или част от подземно съхранение на невтечен природен газ, който е закупен, управляван и съхраняван от операторите на преносни системи, от образуване, определено от държавите членки, или от предприятие, и който може да бъде освободен само след предварително уведомление или разрешение на публичен орган, и като цяло се освобождава в случай на:

- а) сериозен недостиг на доставките;

---

<sup>6</sup> Индикативен и отворен списък, публикуван в Приложение VIII към Регламент 2017/1938.

- б) прекъсване на доставките: или
- в) обявяване на извънредна ситуация съгласно посоченото в член 11, параграф 1, буква в).

## **6. Други мерки и задължения (напр. във връзка с безопасната работа на системата)**

Съгласно Наредба № 11 от 10.06.2004 г. за резерви от горива, централите, използващи за основно гориво природен газ, са задължени да поддържат на площадките си запаси от алтернативно основно гориво (мазут, газьол), с което да продължат производствената си дейност при прекъсване на доставките на природен газ. Размерът на запасите се изчислява по месеци, съгласно утвърдени от министъра на енергетиката нормативи за период от 15 месеца. При пълно прекъсване на доставките на природен газ, запасите от алтернативно гориво са в състояние да осигурят непрекъсната работа на централите в продължение средно на 5 до 15 денонощия, през което време ще се извършват и необходимите дейности за дългосрочни доставки, при необходимост.

С Наредба № 10 от 9.06.2004 г. се определя реда за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ (издадена от министъра на енергетиката и енергийните ресурси, обн., ДВ, бр. 63 от 20.07.2004 г., в сила от 20.07.2004).

Наредбата предвижда в договорите за доставка и /или пренос по преносната и разпределителни мрежи на природен газ на потребителите, съответно в общите условия, се определят възможните степени за минимално необходим часов разход и минимално необходимо изходно налягане от газорегулаторна и измерителна станция, максимално допустимото време и периодичност на прекъсване на доставките на природен газ, вид на резервното гориво и времето за преминаване към резервно гориво с оглед на:

- запазване на основното производство;
- запазване на технологичния режим;
- запазване на режима на работа на производства, използващи природния газ за суровина;
- запазване на оборудването;
- осигуряване на живота и здравето на хората и предотвратяване на замърсяване на околната среда.

Потребителите на природен газ, присъединени към преносната мрежа и промишлените потребители, присъединени към разпределителната мрежа, изготвят мерки и технологични схеми за различни размери на ограничение, при които следва да работят при въвеждане на ограничителен режим. Това включва освен ограничаване използването на природен газ и поддържане на запаси от алтернативно гориво за справяне с критични ситуации.

Операторите на разпределителните мрежи изпълняват условията и схемите, които осигуряват спазването на въведения ограничителен режим.

## **7. Инфраструктурни проекти**

В контекста на европейските цели за изграждане на взаимосвързан и единен общоевропейски газов пазар, развитието на инфраструктурата в Република 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 в унисон с плановете за развитие на газовата инфраструктура в региона и Европа.

Ключови за пазарната интеграция, диверсификация и осигуряване на възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България са проектите

Разширение на ПГХ „Чирен“, Терминалът за LNG в Александрополис, Проекти за развитие на инфраструктурата, с цел увеличаване на капацитетите за пренос от Гърция към България и от България към Румъния. Те ще допринесат за гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, като същевременно ще създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България.

През м. декември 2023г. е въведена в търговска експлоатация междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS). Същата е реверсивна и свързва националните газопрееносни 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. Пропускателната способност е 1,8 bcm/y и дава възможност за диверсификация на доставките на природен газ за региона, чрез осигуряване на нови източници и маршрути на доставка на природен газ. Чрез нея България ще получи достъп до източници на газ от Западна Европа по изцяло нов маршрут, а Сърбия до терминалите за втечен природен газ и други алтернативни източници в региона.

В пряка връзка с развитието на газовата инфраструктура в региона са и плановете за разширение на капацитета за съхранение на единственото към момента в България газово хранилище - ПГХ „Чирен“, с цел то да обслужва националния и регионалния пазар, повишавайки ликвидността на газовите пазари в България и региона. Реализирането на всички тези проекти е взаимосвързано и цели да допринесе за ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа и ще въздейства благоприятно върху сигурността на доставките на газ в рисковата група „Трансбалканска“.

### **7.1. Проект за Разширение на междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB)**

Междусистемната газова връзка Гърция – България (IGB) е въведена в експлоатация на 1 октомври 2022 г. Интерконекторът IGB свързва газопрееносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора, с газопрееносната мрежа на DESFA S.A. и с газопровода TAP, в района на гр. Комотини, Гърция. Оператор на газовата връзка е регистрираното в Р. България смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД, в което акционери с равни дялове са „Български енергиен холдинг“ ЕАД и гръцкото дружество “IGI Poseidon” S.A. (смесено инвестиционно дружество, с равно участие на гръцката публична газова корпорация DEPA S.A. и италианската група Edison International Holding N.V.).

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). Проектът за разширение на междусистемната газова връзка Гърция – България предвижда увеличение на техническия капацитет на интерконектора от 3 млрд. м<sup>3</sup> на 5 млрд. м<sup>3</sup> годишно чрез модернизация и изграждане на допълнителна инфраструктура в двете газоизмервателни станции (ГИС) в крайните точки на газопровода – в ГИС 1 Комотини (Гърция) и ГИС 2 Стара Загора (България).

IGB има две точки на междусистемна свързаност (IP) в Гърция - с TAP (Трансадриатически газопровод) и с ДЕСФА (Гръцкия газопрееносен системен оператор), като в момента действаща е само точката с TAP. Точката с ДЕСФА ще започне да функционира с влизането в търговска експлоатация на терминала за втечен природен газ (LNG) край Александрополис, което се очаква до края на м. март 2024 г. България участва чрез "Булгартрансгаз" ЕАД като акционер в проектната компания за реализация на терминала – „Газтрейд“ С.А.

По настоящем гръцкият оператор ДЕСФА изгражда компресорна станция в непосредствена близост до ГИС 1 Комотини, която ще бъде завършена през 2025 г. и ще позволи пренасянето на допълнителни количества от терминала за втечен природен газ (ВПГ) край Александруполис.

Модернизирането на ГИС 2 Стара Загора и ГИС 1 Комотини ще създаде възможност за пренос на 5 млрд. м<sup>3</sup>/год. по маршрута: Терминал за втечен природен газ (LNG) край Александруполис - ДЕСФА - IGB – националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и към пазарите от източна и централна Европа, както и към Молдова и Украйна.

С проекта за разширяването на IGB ще бъде създадена цялостна и устойчива газова инфраструктура в региона и ще бъде осигурена с по-голям капацитет диверсификация на източниците на доставки на газ и от по-далечни дестинации, включително и от САЩ, Египет, Азербайджан, Турция и др.

## **7.2. Проекти за разширение на капацитета за съхранение**

Съхранението на природен газ има изключително важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносните системи. В условията на интегриран и взаимосвързан регионален пазар, значението на хранилищата на природен газ ще нараства.

ПГХ „Чирен“ е единственото газохранилище на територията на страната. Проектът за неговото разширение (ПОИ 6.20.2) 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 bcm и увеличаване на дебита на нагнетяване и добив до 8–10 mcm/day.

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.

## **7.3. Местният добив в Черно море**

Местният добив в Черно море е една от най-реалните форми на диверсификация на източниците на енергийни ресурси. В страната има издадени няколко концесии за добив на природен газ, като добивът от тези концесии е с ограничен ресурс и покрива незначителна част от годишното потребление на страната. Към момента сигурен източник на местен добив е находище Каварна - Изток в блок „Галата“, но и то е на изчерпване.

В тази връзка от Министерството на енергетиката на Република България са предоставени разрешения за търсене и проучване на нефт и природен газ, с цел очаквания за повишаване на дела на местния добив и намаляване на зависимостта на

страната от внос на природен газ. Предоставените разрешения включват както сухоземни територии, така и територии в шелфа и дълбоководната част на Черно море.

## **8. Задължения за обществени услуги, свързани със сигурността на доставките**

**8.1 Задължения, наложени на предприятията за природен газ и на национални органи, свързани със сигурността на доставките**, включително за безопасна експлоатация на газовата система. Информация относно всички задължения за обществени услуги, свързани със сигурността на доставките на природен газ.

Съгласно Закона за енергетиката (ЗЕ), енергийните предприятия са длъжни да извършват дейността си в интерес на обществото и на отделните клиенти и в съответствие с изискванията на този закон и другите нормативни актове, като обезпечават сигурността на снабдяването, включително защита на обектите, представляващи критична инфраструктура в енергетиката, непрекъснатостта и качеството на електрическата и топлинната енергия и природния газ, ефективното използване на горивата и енергията, опазването на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите (чл. 69 ЗЕ).

Законът дава възможност (чл. 70, ал. 1 ЗЕ) министърът на енергетиката да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, свързани с:

- непрекъснатост на доставките на електрическа и топлинна енергия и природен газ;
- опазването на околната среда - съгласувано с министъра на околната среда и водите;
- защитата на обектите, представляващи критична инфраструктура в енергетиката;
- допълнителните задължения се налагат със заповед.

Предвидено е задълженията към обществото да бъдат ясно определени, прозрачни, недискриминационни, проверими и да гарантират равни условия на достъп за газовите компании от ЕС до националните потребители.

Извършените от енергийните предприятия допълнителни разходи се признават като разходи по чл. 35 от ЗЕ. Енергийните предприятия имат право да предявяват искане до КЕВР за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защита на околната среда и енергийна ефективност.

Законът за енергетиката (чл. 71) предвижда енергийните предприятия за пренос на електрическа и топлинна енергия и природен газ или за разпределение на електрическа енергия и природен газ, които осигуряват услуга от обществен интерес и които имат господстващо положение на пазара по смисъла на Закона за защита на конкуренцията, да се подчиняват на неговите разпоредби, доколкото те не възпрепятстват фактически или юридически изпълнението на задълженията, които са им възложени.

Осъществявайки дейността си в интерес на обществото и на отделните потребители, енергийните предприятия обезпечават сигурността на снабдяването, непрекъснатостта и качеството на електрическата и топлинната енергия и природния газ, ефективното използване на горивата и енергията, опазването на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите.

Изискването за прозрачност на общите условия на договорите за доставка и пренос на природен газ са регламентирани в ЗЕ и Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката.



Съгласно ЗЕ всеки клиент, присъединен към газопреносна и/или газоразпределителна мрежа, има право да избира доставчик на природен газ, независимо от това в коя държава е регистриран доставчикът, а доставчикът е задължен да спазва Правилата за търговия с природен газ и изискванията за сигурността на доставките.

## **9. Консултации със заинтересованите страни**

Министърът на енергетиката, се консултира с предприятията за природен газ, съответните организации, представляващи интересите на битовите и промишлените клиенти, снабдявани с газ, включително производителите на електроенергия, операторите на електропреносни системи и националния регулаторен орган.

На основание чл. 72 а от ЗЕ (Нов - ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.) (1) министърът на енергетиката след консултации с предприятията за природен газ и организации, представляващи интересите на битовите и небитовите клиенти, снабдявани с газ, и с комисията въвежда на национално равнище:

1. Превантивен план за действие, в който се съдържат мерките, необходими за отстраняване или ограничаване въздействието на идентифицираните рискове, в съответствие с извършената оценка на риска;

2. План за действие при извънредни ситуации, в който се съдържат мерките, които трябва да бъдат предприети за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсване доставките на природен газ.

При приемането на плановете по ал. 1 министърът на енергетиката си сътрудничи с компетентните органи от региона и с Европейската комисия с цел гарантиране, че те са съвместими с плановете на други държави - членки на Европейския съюз, в региона и с цел разработване на регионални плановете за действие.

## **10. Регионалното измерение**

Ключова цел на Регламент (ЕС) 2017/1938 е чрез планиране да се засили и регионалното сътрудничество между държавите в рисковата група, така че решенията относно сигурността на доставките на газ да не се вземат единствено въз основа на националните оценки и съображения а на регионален принцип. Чрез включването на регионално измерение в оценките и мерките за предотвратяване и смекчаване на криза тяхната точност се увеличава, и се постига икономия в мащаба на предприеманите съвместни действия. Освен това, се намаляват разходите за сигурност на доставките за потребителите, включително промишлените потребители, които са загрижени за въздействието на такива разходи в способността им да се конкурират на международните пазари.

За да постигне това, регламентът дава по - ясно регионално измерение в много от елементите, съставляващи рамката за сигурност на доставките, включително чрез изискване за изготвяне на общи оценки на риска и регионални глави със съвместно договорени мерки, които да бъдат приложени към Националния план за превантивни действия и Плана за извънредни ситуации (планове). Плановете предвиждат поэтапен подход, започващ с определянето на механизъм за сътрудничество, последван от обмен в рамките на рисковите групи на предложения за сътрудничество, заедно с изготвянето на националните плановете.

Превантивният план предвижда по - нататъшно засилване на междусистемните връзки между съседните държави членки от рисковата група. Представители на газовите компании - „Булгартрансгаз“-ЕАД (България), ICGB AD (България), DESFA S.A. (Гърция), FGSZ LTD (Унгария) и SNTGN TRANSGAZ S.A. (Румъния) са подписали Меморандум за разбирателство относно реализацията на Вертикалния газов коридор.

Развитието на пазара на природен газ в региона през последните години е свързано с очаквания за ръст на консумацията в страната и съседните на България държави. Съществуващата и планирана газова инфраструктура осигурява възможност за диверсификация на доставките на природен газ както за България, така и за останалите страни в региона на Югоизточна Европа. С реализацията на мащабните проекти в региона за развитие на газопреносната инфраструктура, повишаване на капацитетите за съхранение на газ и новите LNG терминали, както и потенциала на местния добив, се очаква повишаване на потреблението на природен газ в условията на висока конкуренция и ликвидни пазари. През 2022 г. и 2023г. вносът на тръбопроводен газ от Русия за ЕС бележи спад в сравнение с 2021 г., като намалените количества са компенсирани от увеличен внос на LNG и тръбопроводен газ от алтернативни източници. Реализират се значителни доставки от различни източници, като Азербайджан, САЩ и други, в т.ч. доставки на втечен природен газ от терминала в Ревитуса, Гърция. Изграждането на LNG терминала в Александрополис и другите планирани терминали в региона допълнително ще допринесе за повишаването на сигурността на доставките, диверсификацията и конкуренцията в полза на крайните потребители чрез осигуряване на избор от ценови условия.

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

Република България участва в реализацията на стратегическите инициативи на Европейския съюз (ЕС) за изграждане на необходимата инфраструктура и разнообразяване на енергийните доставки за ЕС, а именно – Южен газов коридор, достъп до втечен природен газ, междусистемни връзки по оста Север – Юг, новият „Вертикален газов коридор“ и др. Предвид дейностите по диверсификация на маршрутите и източниците на доставка на природен газ, тези инициативи са от особена важност, както за България, така и за целия регион на Югоизточна Европа. В тази връзка България в краткосрочен и средносрочен план планира да създаде конкуренция между различни източници и производители при доставките на природен газ за страната, т. нар. „gas to gas competition“. Това ще стимулира договарянето на конкурентни цени за българската икономика.

С реализирането на плановете на „Булгартрансгаз“ ЕАД, газовата инфраструктура на България ще свърза общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток и Източния средиземноморския басейн. Като резултат ще бъдат гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България. Планираните мерки за подобряването на стабилността на газовите доставки за България ще се отрази и на общата сигурност на доставките в цялата рискова група и като цяло за тези в ЮИЕ.

## **11. Изчисление на формулата N - 1 на равнище рискова група.**

### **11.1.1. Регионална рискова група „Трансбалканска“ (съгласно Обща оценка на риска за групата)**

Съгласно приложение II към Регламент (ЕС) 2017/1938 формулата N - 1 описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи общото търсене на газ в изчислената зона в случай на нарушаване на единната най-голяма газова инфраструктура по време на ден с изключително високо търсене на газ ( $D_{max}$ ), възникващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

**Таблица 1**  $D_{max}$  на страните членки

Страни членки	$D_{max}$ (GWh/d)
---------------	-------------------

България	177.13
Гърция	311.65
Румъния	770.40
Унгария	748.14
Рискова група „Трансбалканска“	1903.06

За трансбалканската рискова група най-голяма газова инфраструктура от общ интерес е междусистемната връзка Странджа 2 - Малкоклар. За изчисляване на стандарта N-1, целият регион на четирите държави - членки се счита като обща „изчислена площ“ и се вземат предвид само входните точки, свързващи региона със страни извън региона. Трансграничните пунктове за капацитет в региона не са включени. Когато разглеждаме Румъния, България, Унгария и Гърция като един регион, който има 12 входни точки (ЕП). Mediesu (EP1), Ungheni (IP1) и Isaccea (EP2) са входни точки към Румъния. В България газът влиза през Странджа 2-Малкоклар в посока към Гърция, в Сидирокастрон, Северна Македония и Сърбия, в Зидилово (EXP1) и Киреево (EXP2). Допълнителни количества влизат в България от новия тръбопровод IGB (EP10). Kipoi (EP8), Nea Mesimvria (EP9) са входните точки към Гърция. За Унгария газът влиза в региона през Bereg (EP3) от Украйна, Balassagyarmat (EP5) от Словакия, Mosonmagyaróvár (EP4) от Австрия, Dravaszerdahely (EP6) от Хърватия и Kiskundorozsma (EP7) от Сърбия.

**Таблица 2** Максимален технически капацитет на входните и изходните точки на региона към 2022 г., GWh/d

Румъния		България		Гърция		Унгария	
Isaccea (Украйна)	201.9	Странджа 2-Малкочар (Турция)	572	Кипои (Турция)	48.6	Bereg (Украйна)	517.5
Ungheni (Молдова)	21.5	ICGB – Комотини (ТАР)	96.66	Nea Mesimvria (ТАР)	53.37	Balassagyarmat (Словакия)	129
Mediesu-Aurit (Украйна)	0 (неактивна)					Mosonmagyaróvár (Австрия)	153.1
		Киреево (Изход Сърбия)	401.16*			Dravaszerdahely (Хърватия)	51.7
		Жидилово (Изход Северна Македония)	27.16*			Kiskundorozsma (Сърбия)	245.8
<b>ОБЩО 1662.81</b>							

\* IСGB бе въведен в експлоатация през 2022 г.

\*\*Твърдят капацитет на изходните точки се изважда от общия капацитет на входните точки. Тези точки се използват главно като изходни точки.

**Таблицы 3 и 4** обобщават всички горепосочени параметри, използвани за изчисляване на N-1 в оценката на Трансбалканската рискова група с и без мерките за търсене, посочени в **Таблица 5** (член 6 ал 1 и приложение VIII от Регламента). Освен това, както е предвидено в регламента, индексът N-1 се изчислява, като се вземат

предвид 100% и 30% от обема на съхранявания подземен работен газ. N-1 се изчислява за периода 2022 г. и като се вземат предвид експлоатацията на завършена инфраструктура в региона (напр. тръбопровода IСGB). Коефициентът на преобразуване от 10,7 KWh/m<sup>3</sup> се прилага при преобразуване от GWh/d в M(S)m<sup>3</sup>/d.

**Таблица 3** Изчисляване на формулата N-1 за рискова група „Трансбалканска“, без да включва Deff (Deff означава тази част от Dmax, която в случай на прекъсване на доставките на газ може да бъде достатъчно и навременно покрита от пазарни мерки от страна на търсенето-Deff)

	2022	
	M(S)m <sup>3</sup> /d	GWh/d
<b>EP<sub>m</sub> (tot)</b>	155.40	1662.81
България	22.46	240.34
Гърция	9.53	101.97
Унгария	102.53	1097.10
Румъния	20.88	223.40
<b>P<sub>m</sub> (tot)</b>	31.16	333.39
България	0.60	6.42
Гърция	0.00	0.00
Унгария	6.47	69.23
Румъния	24.09	257.74
<b>S<sub>m</sub> (tot) (100% filled)</b>	112.39	1202.54
България	3.77	40.30
Гърция	0.00	0.00
Унгария	78.48	839.71
Румъния	30.14	322.53
<b>S<sub>m</sub> (tot) (30% filled)</b>	90.23	965.41
България	3.20	34.28
Гърция	0.00	0.00
Унгария	65.92	705.36
Румъния	21.10	225.77
<b>LNG<sub>m</sub> (tot)</b>	20.99	224.59
България	0.00	0.00
Гърция	20.99	224.59
Унгария	0.00	0.00
Румъния	0.00	0.00
<b>I<sub>m</sub></b>	53.46	572.00
<b>D<sub>max</sub> (tot)</b>	177.86	1903.06
<b>D<sub>eff</sub></b>	0.00	0.00
<b>N-1 (%) (100% filled)</b>	<b>149.83%</b>	
<b>N-1 (%) (30% filled)</b>	<b>137.37%</b>	

**Таблица 4:** Изчисляване на формулата N-1 за рискова група „Трансбалканска“ с включено  $D_{eff}$

	2022	
	$M(S)m^3/d$	GWh/d
<b>EP<sub>m</sub> (tot)</b>	155.40	1662.81
България	22.46	240.34
Гърция	9.53	101.97
Унгария	102.53	1097.10
Румъния	20.88	223.40
<b>P<sub>m</sub> (tot)</b>	31.16	333.39
България	0.60	6.42
Гърция	0.00	0.00
Унгария	6.47	69.23
Румъния	24.09	257.74
<b>S<sub>m</sub> (tot) (100% filled)</b>	112.39	1202.54
България	3.77	40.30
Гърция	0.00	0.00
Унгария	78.48	839.71
Румъния	30.14	322.53
<b>S<sub>m</sub> (tot) (30% filled)</b>	90.23	965.41
България	3.20	34.28
Гърция	0.00	0.00
Унгария	65.92	705.36
Румъния	21.10	225.77
<b>LNG<sub>m</sub> (tot)</b>	20.99	224.59
България	0.00	0.00
Гърция	20.99	224.59
Унгария	0.00	0.00
Румъния	0.00	0.00
<b>I<sub>m</sub></b>	53.46	572.00
<b>D<sub>max</sub> (tot)</b>	177.86	1903.06
<b>D<sub>eff</sub></b>	5.72	61.20
<b>N-1 (%) (100% filled)</b>	<b>154.81%</b>	
<b>N-1 (%) (30% filled)</b>	<b>141.93%</b>	

Резултатите от изчисленията на N-1 за 2022 г., както са представени в таблица 4, показват, че в случай на прекъсване на общата най-голяма газова инфраструктура (междусистемна точка Странджа 2 – Малкоклар), капацитета на останалата инфраструктура ще може да осигури необходимо количество газ за задоволяване на търсенето на газ в региона с ден при изключително голямо търсене на газ (възникващо

със статистическа вероятност веднъж на 20 години). Когато се вземат предвид мерките от страна на търсенето, индексът N-1, представен в **Таблица 4**, се подобрява с 4,5% до 5% (в абсолютни цифри). В подхода, представен в **Таблицы 3 и 4**, се приема, че EP<sub>m</sub> включва общото количество газ, влизащо в региона, като се взема предвид частта газ, която е само за транзит. Регионът понастоящем включва две изходни точки (EXP) на газ за съседните страни, т.е. изходната точка към Северна Македония при Зидилово (EXP1) и изходната точка към Сърбия при Киреево (EXP2).

**Таблица 5:** Формула N-1 за Трансбалканска рискова група – всички случаи

Изследвани условия		2022
Без включен D <sub>eff</sub>	<b>N-1 (%) (100% filled)</b>	149.83%
	<b>N-1 (%) (30% filled)</b>	137.37%
С включен D <sub>eff</sub>	<b>N-1 (%) (100% filled)</b>	154.81%
	<b>N-1 (%) (30% filled)</b>	141.93%

### 11.1.2. Регионална рискова група „Украйна“ (съгласно Обща оценка на риска за групата)

За регионална рискова група „Украйна“, за да се анализира рискът, свързан с прекъсване на доставките на природен газ по украинския маршрут, във формулата N-1 беше приета единствената основна газова инфраструктура: Velké Karuřany-Uzhgorod, входната точка, разположена на границата между Словакия и Украйна.

Таблиците по-долу са изчислени, като се има предвид следната хипотеза:

1. Прекъсване на доставките на природен газ през входна точка Velké Karuřany-Uzhgorod като най-голямата единична газова инфраструктура (I<sub>m</sub>);
2. Пълно прекъсване на доставките на руски газ;
3. Чувствителност на инсталациите за регазификация на LNG.

Както е предвидено в Регламента, формулата N-1 е изчислена, като се има предвид 100% от обема на работния газ в подземното газохранилище.

					With forthcoming LNG			
	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09
<b>N-1</b>	<b>189,7%</b>	<b>189,7%</b>	<b>166,7%</b>	<b>166,4%</b>	<b>194,6%</b>	<b>194,7%</b>	<b>171,7%</b>	<b>171,4%</b>
<b>D<sub>max</sub></b>	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31	14554,31
<b>EP<sub>m</sub></b>	13692,60	13702,00	10352,70	10310,90	13692,60	13702,00	10352,70	10310,90
<b>P<sub>m</sub></b>	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09	729,09
<b>S<sub>m</sub></b>	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61	14022,61
<b>LNG<sub>m</sub></b>	1072,29	1072,29	1072,29	1072,29	1794,66	1794,66	1794,66	1794,66
<b>I<sub>m</sub></b>	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60

<b>D<sub>eff</sub></b>	0	0	0	0	0	0	0	0
------------------------	---	---	---	---	---	---	---	---

### 11.1.3. Регионална рискова група Южен газов коридор – Каспийско море (съгласно Обща оценка на риска за групата)

За Регионална рискова група Южен газов коридор – Каспийско море, най-голямата газова инфраструктура от общ интерес е точката за междусистемно свързване Velké Karišany-Uzhgorod. Резултатите от изчислението на формулата N-1 са посочени в таблицата по-долу:

					With forthcoming LNG			
	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09	2022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09
<b>N-1</b>	<b>189,7%</b>	<b>191,7%</b>	<b>179,5%</b>	<b>180,9%</b>	<b>194,6%</b>	<b>196,6%</b>	<b>184,4%</b>	<b>185,9%</b>
<b>D<sub>max</sub></b>	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32	7362,32
<b>EP<sub>m</sub></b>	8830,60	8978,20	8079,30	8185,60	8830,60	8978,20	8079,30	8185,60
<b>P<sub>m</sub></b>	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09	435,09
<b>S<sub>m</sub></b>	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64	5715,64
<b>LNG<sub>m</sub></b>	897,60	897,60	897,60	897,60	1260,58	1260,58	1260,58	1260,58
<b>I<sub>m</sub></b>	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60	1913,60
<b>D<sub>eff</sub></b>	0	0	0	0	0	0	0	0

## 11.2. Разработени механизми за сътрудничество в групите

### 11.2.1. Процедура за обмен на информация между компетентните органи в рамките на рисковата група.

Съгласно член 13 от Регламент (ЕС) 2017/1938, когато компетентен орган декларира едно от нивата на криза, той незабавно информира Комисията, както и компетентните органи на държавите членки, с които държавата членка на този компетентен орган е пряко свързана.

Когато компетентният орган обяви извънредна ситуация, той следва предварително дефинираните действия, определени в плана за извънредни ситуации, и незабавно информира компетентните органи в рисковата група, както и компетентните органи на държавите - членки, с които газопреносната система на страната е пряко свързана, в частност и за действията, които възнамерява да предприеме.

Ако компетентният орган в рисковите групи установи потенциално прекъсване, засягащо доставките на газ от Украйна, той информира останалите компетентни органи възможно най - скоро преди обявяване нивото на криза.

Списък на събитията, предизвикващи риск за намаляване или прекъсване на доставките на природен газ:

- намаляване на газовите потоци от внос на точки за свързване;
- намаляване на потока на газ към една или повече държави членки на групата;

- инциденти или откриване на технически проблеми, които биха могли да доведат до ограничения на потока, засягащи главни преносни тръбопроводи, свързващи държави - членки, принадлежащи към рисковите групи;
- прогноза за очаквано (един или два дни преди) изключително голямо търсене поради екстремни климатични условия в държава членка, принадлежаща към рисковата група.

Списъкът с контакти на компетентните органи ще се актуализира ежегодно от компетентния орган, действащ като посредник на рисковата група, както и от компетентния орган, който извършва промяна в своите данни за контакт.

Механизмът, свързан с предоставяне на солидарност, все още се оценява от компетентните органи на държавите членки. Веднага щом бъдат подписани споразумения, участващите държави членки ще информират групата за неговото съществуване и ще бъде оповестено по определеният ред.

При отправяне на искане за сътрудничество държавите членки гарантират, че съответния обем газ действително се предоставя на защитените по линия на солидарността клиенти на нейна територия. Мярката за солидарност съгласно член 13 от Регламента, от съответната държава членка, която е пряко свързана с държава отправила искане или (ако държавата членка предвижда това) нейния компетентен орган, оператор на газопреносна система или оператор на газоразпределителна система, предприема необходимите мерки, доколкото това е възможно, без това да доведе до опасни ситуации. Целта е да се гарантира, че доставките на газ за клиентите на нейна територия, различни от защитените по линия на солидарността, се намалява или няма да продължи, доколкото и докато доставките на газ на защитените по линия на солидарността клиенти в отправилата искането държава членка, не са изпълнени. При изключителни обстоятелства и при надлежно обосновано искане от страна на съответния оператор на електропреносна система или оператор на газопреносна система до неговия компетентен орган, доставките на газ може да продължат и за някои критични електроцентрали, посочени в член 11, параграф 7, в държавата членка, предоставяща солидарност, ако липсата на доставки на газ към такива електроцентрали би довела до сериозно увреждане на функционирането на електроенергийната система или би попречило на производството и/или преноса на газ.

Солидарност, съгласно Регламент (ЕС) 2017/1938 между държавите в групата, се предоставя само въз основа на обезщетение. Държавата, която търси солидарност, плаща незабавно или осигурява бързо плащане на справедливо обезщетение на държавата, предоставила солидарност. Това справедливо обезщетение покрива най-малко, всички разумни разходи, които държавата членка, предоставяща солидарност, е направила в рамките на задължението за изплащане на обезщетение по силата на основните права, гарантирани от правото на Съюза, и по силата на приложимите международни задължения, както и други разумни разходи, направени за плащане на обезщетения съгласно националните правила за обезщетения.

### **11.2.2. Регионална координационна система за газ (система ReCo/РСК).**

В съответствие с член 3, параграф 6 от Регламент (ЕС) 2017/1938, ролята на Регионалната координационна система за газ (ReCo система за газ), създадена от Европейска мрежа на операторите на преносни системи ENTSOГ/ЕМОПС и съставена от постоянни експертни групи, за сътрудничество и обмен на информация между операторите на преносни системи в случай на извънредна ситуация в региона или от ЕС, е значителна.

Има три екипа на ReCo: Екип - Северозапад, Екип - Юг и Екип - Изток. Повечето членове на рисковата група „Трансбалканска“ принадлежат на Екип - Изток. Ролята на



фасилитатора е да бъде първият оператор, който се свързва в случай на спешност и активира схемата за комуникация.

Операторите на преносни системи (ОПС) си сътрудничат и обменят информация, включително за потоците на доставка на газ в кризисна ситуация, като използват Регионалната координационна система за газ (ReCo система за газ), създадена от ENTSOГ. Основната цел на екипите на ReCo е да позволят обмен на информация между операторите на газопреносни мрежи по съществуващ/ите канал/и. Това действие може да помогне за одобряване на общи процедури, които да се използват в случай на извънредна ситуация, и за организиране на спешни упражнения за тестване на устойчивостта на схемата за комуникация, както и да се извършват проучвания за тяхното подобрене.

Всички операционни процедури на екипите на ReCo могат да се считат за спешни мерки, но наличието на екипи на ReCo се счита за превантивна мярка.

След преодоляването на извънредната ситуация компетентният орган на държава членка обявявил едно от нивата на опасност, възможно най-скоро, но не по - късно от шест седмици след отменянето на извънредната ситуация, предоставя на Комисията подробна оценка на извънредната ситуация и на ефективността на приложените мерки, включително оценка на икономическото въздействие на извънредната ситуация, въздействието върху електроенергийния сектор и от предоставената на Съюза и неговите държави членки или получената от Съюза и неговите държави членки помощ. Тази оценка се предоставя на КГПГ и се отразява в актуализациите на превантивните планове за действие и плановете за действие при извънредни ситуации.

### **11.3. Превантивни мерки**

Превантивните мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ, в превантивния план за действие, са предимно пазарни, ясно определени, прозрачни, пропорционални, недискриминационни и проверими, не нарушават ненужно конкуренцията или ефективното функциониране на вътрешния пазар на газ и не излагат на опасност сигурността на доставките на газ на други държави членки или на Съюза. Те са насочени към преодоляване на рисковете, установени в оценката на риска, например рисковете, свързани с необходимостта от засилване на междусистемните връзки между съседни държави членки за по - нататъшно подобряване на енергийната ефективност, за намаляване на търсенето на газ, и на възможностите за разнообразяване на пътищата за доставка на газ и източниците на доставки на газ.

Българският газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД е осигурил 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 осигурените дългосрочни и гъвкави договори за доставка, от развитието на газовия пазар в Европа и страната.