



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

МИНИСТЕРСТВО НА ЕНЕРГЕТИКАТА

ПРЕВАНТИВЕН ПЛАН ЗА ДЕЙСТВИЕ ЗА ГАРАНТИРАНЕ НА СИГУРНОСТТА НА ДОСТАВКИТЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

СОФИЯ 2020 Г.



СЪДЪРЖАНИЕ

1.Описание на системата	5
1.1.Кратко консолидирано описание на регионалната газова система за рисковата група	5
1.1.1Регионална рискова група „Украйна“	5
1.1.2.Източна рискова група „Транс-Балкан“	12
1.2.Кратко описание на газова система на всяка държава членка	14
1.2.1 Газова система на Гърция	14
1.2.2 Газова система на Румъния	15
1.2.3.Газова система на България	15
2.Обобщение на оценката на риска	26
3.Стандарт на инфраструктура (чл.5)	29
3.1. Формула N-1	29
3.2.Национално равнище	33
4.Спазване на стандарта за доставките (член 6)	37
5. Превантивни мерки	40
6.Други мерки и задължения	45
7. Инфраструктурни проекти	45
8.Задължения за обществени услуги , свързани със сигурността на доставките	52
9 Консултации със заинтересованите страни	54
10. Регионално измерение	55
11. Изчисление на формула N-1 на равнище рискова група	57
11.1.Изчисление на формула N-1	57
11.2.Разработен механизъм за сътрудничество	63
11.3. Превантивни мерки	65

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

Dmax - 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 Dmax (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 ЕСР - 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

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

MSm³/d - милиона стандартни кубически метра (условия - 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 съгласно изискванията на 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) и отговаря на образеца в приложение VI. Съобразен е с Националната оценка на риска (НОР) на Република България и Общата оценка на риска в групите, изготвени на основание изискванията на чл. 7 от Регламент (ЕС) 2017/1938 (Регламента). Националният превантивен план е изготвен от Междуведомствена работна група създадена със заповед на Министъра на енергетиката № Е-РД-16-457/27.08.2018 г.

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 "Транс-Балкан" и от югоизток – "Южен газов коридор".

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

Рискова група „Транс-Балкан“ включва: България, Румъния и Гърция.

„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 Рпублика 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.

Министерството на енергетиката е държавната институция, чрез която се 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; (http://www.me.government.bg)

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) е независим специализиран държавен орган, отговорен за регулирането на дейностите в

енергетиката и във водоснабдителните и канализационните услуги. Комисията е създадена през 1999 г. под наименованието Държавна комисия за енергийно регулиране. В енергийния сектор КЕВР осъществява мониторинг на енергийните пазари, ценови и лицензионен контрол по отношение на дейностите по пренос, снабдяване и разпределение на електрическа енергия; съхранение, пренос, снабдяване и разпределение на природен газ, търговия с електрическа енергия, обществена доставка на електрическа енергия и 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 източните рискови групи „Украйна“ и „Транс-Балкан“.

1.1.1 Регионална рискова група „Украйна“

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

Страни членки	Компетентен орган
Австрия	Федерално министерство на устойчивото развитие и туризма
България	Министерство на енергетиката
Хърватия	Министерство на околната среда и енергетиката
Чешка Република	Министерство на промишлеността и търговията
Германия	Федерална мрежова агенция
Гърция	Енергиен Регулаторен орган
Унгария	Унгарски регулаторен орган за енергията и публични услуги
Италия	Министерство на икономическото развитие
Люксембург	Министерство на икономиката
Полша	Министерство на енергетиката
Румъния	RPRO Бкурещ, Министерство на енергетиката
Словения	Енергийна Агенция
Словакия	Министерство на икономиката

Карта на страните от Източна рискова група „Украйна“



Общото потребление на природен газ през 2017 г. в държавите - членки, формиращи рискова група „Украйна“, възлиза на 243,69 bcm (2 673 TWh). Най-високото потребление на природен газ е регистрирано в Германия (74 bcm, т.е. 802 TWh), а най-малкото в Хърватия (0,11 bcm, т.е. 1,15 TWh).

Терминали за втечен природен газ функционират в Гърция (1), Полша (1) и Италия (3). Общият капацитет за регазификация на терминалите в тази група през 2017 г. е 79,5 tcm/ден (872 GWh/d), от които Италия е имала най - голям капацитет за регазификация (15,9 bcm/година). Италия е и с най-високата степен на използване на капацитетът за регазификация на съоръженията за втечен природен газ през 2017г. - 66%.

Общият активен капацитет за подземно съхранение на природен газ през 2017 г. в държавите - членки от рискова група „Украйна“, възлиза на 59,1 bcm (648 TWh), като с най - голям капацитет за съхранение на природен газ е Германия - приблизително 24 bcm (263 TWh). Страните, които не разполагат с подземни газови хранилища от рискова група „Украйна“ са Гърция, Люксембург и Словения.

Общото производство (добив) на природен газ в държавите - членки, формиращи рискова група „Украйна“ през 2017 г., възлиза на 33,61 bcm (369 TWh),

което е приблизително 13,8% от общото потребление на природен газ в тази група. Най-голямото производство е регистрирано в Румъния (11,18 bcm, т.е. 122,67 TWh), а най-малко в Гърция и Словения (8 mcm, или 87,8 GWh). Сред държавите - членки на групата, единствено в района на Люксембург не се извършва добив (няма производство) на природен газ.

В рисковата група в "Украйна" потреблението на природен газ е приблизително 220 GSm³, като пиковото търсене за 2018/2019 е достигнало приблизително 1,400 GSm³ / d.

Най-голямата газова инфраструктура и единствена от общ интерес за източната рисковата група „Украйна“ за доставки на газ е точката **междусистемно свързване Ужгород**.

Разбивка на източниците на внос на газ по страна на произход за рисковата група "Украйна" са представени в таблицата по-долу, а произхода на природния газ е предимно от Русия;

Таблица 1: Данни [MSm³/d] за сценарий 2018/2019

Прекъсване (I _m)	Капацитет
Ужгород	227,4
Украински път	336,5

Рисковата група в Украйна

Точки на взаимно свързване (капацитет MSm³/d)

	January 2019	January 2021
България		
Странджа/Малкочлар	0	5,5
Кюстендил/Жидилово	2.53	2.53
Общо	2.53	8.53
Германия		
Bocholtz	45,3	45,3
Bocholtz-Vetschau	1,3	1,3
Bunde	0,0	0,0
Dornum	68,5	68,5
Ellund	2,8	2,8
Elten/Zevenaar	46,6	46,6
Emden EPT	48,9	48,9
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	29,2	29,2
Greifswald NEL	64,1	64,1
Greifswald Opal	101,7	101,7
Haanrade	0,5	0,5
Medelsheim	0,0	0,0
Oude Statenzijl H Gasunie	5,6	5,6

	Oude Statenzijl H OGE	6,2	6,2
	Oude Statenzijl L	30,2	30,2
	RC Basel	0,0	0,0
	RC Thayngen-Fallentor	0,0	0,0
	Vreden/Winterswijk	20,1	20,1
	Общо	471,0	471,0
	Гърция		
	Кипи (TR) / Кипи (GR)	4,5	4,5
	Кипи(TAP)	0	31,6
	Общо	4,5	36,1
	Унгария		
	Beregdaróc 1400	71,3	71,3
	Beregdaróc 800	0	0
	Общо	71,3	71,3
	Италия		
	Mazara del vallo	110,8	108,4
	Gela	49,3	44,5
	Общо	160,1	152,9
	Люксембург		
	GDLux (BE) / Bras Petange (LU)	4,3	4,3
	Общо	4,3	4,3
	Полша		
	Tieterowka	0,7	0,7
	Kondratki	104,7	104,7
	Wysokoje	15,8	15,8
(PL)	Drozdovichi (UA) -Drozdowicze	16,5	16,5
	Общо	137,7	137,7
	Словакия		
(SK)	Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany	227,4	191,7
	Budince	23,6	16,7
	Общо	250,9	208,4
	Румъния		
	Унгени	0	0
	Исакча (RO) - Орловка (UA) I	26,9	26,9
	Исакча (RO) - Орловка (UA) II	23,4	23,4
	Исакча (RO) - Орловка (UA) III	18,8	18,8
	Mediesul Aurit	34,6	34,6
	Общо	103,7	103,7

Терминали за регазификация на ВПГ

M ³ /d	Януари 2019 - 2021
Гърция	13,2
Италия	51,9
Полша	14,4

а) Описание на съоръженията за съхранение, които са от значение за съответният район включително и трансграничен достъп

Капацитет за съхранение (общ и работен газ), както и трансграничния достъп за страните от рисковата група в „Украйна“ е представен в таблицата по-долу.

2018	Капацитет за съхранение (GSm ³)			Трансграничен достъп
	Работен газ	Резерв	Общо	
Австрия	5,744	-	5,744	да
България	0,141	0,509	0,650	позволен
Хърватия	0,532	-	0,532	да
Чехия	3,121	-	3,121	N/A
Германия	25,339	-	25,339	-
Гърция	-	-	-	-
Унгария	4,670	-	4,670	-
Италия	13,065	4,620	17,685	позволен
Люксембург	3,150	-	3,150	-
Полша	3,075	-	3,075	-
Румъния	3,495	-	3,495	не
Словакия	-	-	-	да
Словения	-	-	-	-
ОБЩО	62,332	5,129	67,461	

Максимален дневен капацитет за изтегляне при различни нива на пълнене (пълни хранилища и 30% от нивото на пълнене) и търсене на газ, възникващи със статистическа вероятност веднъж на 20 години.

MSm ³ /d	2019			2021		
	100% ниво на запълване	30% ниво на запълнене	Търсене на газ	100% ниво на запълване	30% ниво на запълнене	Търсене на газ
Австрия	66,4	44,4	55,3	66,4	44,4	55,3
България	4,2	2,9	18,2	4,2	2,9	20,3
Хърватия	5,8	3,2	16,6	5,8	3,2	16,6
Чехия	59,1	41	68,2	59,1	41	68,2
Германия	612,4	479,3	474,8	612,4	479,3	474,8
Гърция	-	-	20,1	-	-	21,1
Унгария	78,6	68	77,4	78,6	69,5	89,5
Италия	263,2	171,8	443	291,3	190,8	438
Люксембург	-	-	4,8	-	-	4,8
Полша	51,5	40,7	86,7	51,5	40,7	97
Румъния	29	-	72	29	-	72
Словакия	52,61	39,5	45,1	52,61	39,5	34,7
Словения	-	-	4,9	-	-	6,1
ОБЩО	1.222,81	890,80	1.387,10	1.250,91	911,30	1.398,40

б) описание на ролята на местният добив (производство) - Рисковата група „Украйна“

Повече от държавите членки от рисковата група „Украйна“ в различна степен добиват газ на своя територия. Общият приблизителен дневен капацитет на страните е в размер на 90 MSm³/d, а годишният е приблизително 32 GSm³.

MSm³/d	2019	2021
Австрия	3,4	3,4
България	0,6	1,1
Хърватия	3,5	3,5
Чехия	0,5	0,4
Германия	26,2	6,2
Гърция	-	-
Унгария	4,8	3,6
Италия	15,5	18,9
Люксембург	-	-
Полша	7,2	7,2
Румъния	29,5	25,7
Словакия	0,2	0,3
Словения	-	-
ОБЩО	91,4	90,2

в) Описание на ролята на природния газ за производство на електрическа енергия, капацитет за производство, процент от общата производствена мощност, комбинирано производство на електрическа енергия като % от общата производствена мощност.

Общото потребление на природен газ при производството на електроенергия през 2016 г. в държавите - членки, формиращи рисковата група „Украйна“, възлиза на 65,65 bcm (720 TWh). Най-голямото потребление (използване) на природен газ за производство на електроенергия през 2016 г. се наблюдава в Италия – в размер на 27,76 bcm (305 TWh), а най-ниското в Люксембург – в размер на 92 mcm (1 009 GWh).

През последните няколко години се наблюдава нарастване на ролята на природния газ в структурата на производство на електроенергия и увеличаването на броя на генериращите блокове, базирани на това гориво в групата.

През 2018 г. в страните от рисковата група „Украйна“, общо произведената електрическа енергия е в размер на 165,2 TWh, от която 9,59 TWh е генерирана от природен газ или 5,80% от общо произведената такава. Производството на електроенергия от природен газ се осъществява основно при процеса на когенерация. Годишното потребление на природен газ от електроцентрали и комбинирани топлоелектрически централи за производство на електроенергия е 2 557,7 mcm (27,95 TWh).

Общият постижим капацитет на генериращите източници, използващи природен газ, свързан към Националната електроенергийна система (NPE), е в размер на 2123 MW, което е около 4,56% от максималния капацитет на всички производствени мощности (източници), присъединени към NPE. По години производство на електроенергия от природен газ е представено по-долу.

Година	Общо производство на електроенергия [GWh]	Производство на ел. енергия от природен газ [GWh]	%
2011	163,153	4,355	2.67%
2012	159,853	4,485	2.81%
2013	162,501	3,149	1.94%
2014	156,567	3,274	2.09%
2015	161,772	4,193	2.59%
2016	162,626	5,776	3.55%
2017	165,852	7,172	4.32%
2018	165,214	9,590	5.80%

Източник: По данни от председателя на ERO (Енергиен регулаторен офис – ЕК)

В следващите години се прогнозира допълнително увеличение на дела на природния газ в енергийния баланс на някой страни членки. Очаква се основно да се увеличи използването на природен газ в генериращи блокове, служещи като резервни мощности за блокове, базирани на възобновяеми източници на енергия.

г) Описание на ролята на мерките за енергийна ефективност и тяхното въздействие върху годишното крайно потребление на газ

В рисковата група „Украйна“ е приета нормативна база, регулираща въпросите на енергийната ефективност въз основа на която субектите са длъжни да изпълняват проекти за увеличаване на енергийната ефективност. Тя обхваща както частния, така и публичния сектор, като налага задължения за спестявания на всички субекти. Включва мерки за повишаване на ефективността, които субектите от публичния сектор могат да използват, включително решението под формата на договори за подобряване на ефективността. Освен това, съгласно законите, големите предприятия са задължени да извършват енергийни одити на интервали от четири години.

Основната задача на механизмите, въведени от законите е да постигнат целите, определени в областта на енергийната ефективност през 2020 г. в съответствие с изискванията на национални/европейски/международни стандарти.

Предвидените в законите мерки са основа за механизмите за подобряване на енергийната ефективност и на практика имат двойно 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. От друга страна, проектите, 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.

С Постановление № 18 от 2 февруари 2015 г. на Министерския съвет, Република България прие Национална програма за енергийна ефективност, която регламентира условията и реда за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ. Програмата е насочена към обновяване на фамилни жилищни сгради, чрез изпълнение на заложените мерки за енергийна ефективност, с цел намаляване на разходите за енергия, подобряване на експлоатационните характеристики за удължаване на жизнения цикъл на сградите и осигуряване на условия на жизнена среда в съответствие с критериите за устойчиво развитие.

1.1.2. Източна рискова група „Транс-Балкан“

Източната рискова група „Транс Балкан“ включва страните България, Гърция и Румъния. Общата дължина на газопреносната мрежа на страните в групата е около 17571 км. Годишното крайно потребление на природен газ в групата възлиза на 78.9 bcm, като тези количества основно се използват от промишлените потребители (производството на електрическа енергия, централизираното топлоснабдяване, различни отрасли на промишлеността и услугите), както и от битови клиенти свързани към газопреносната мрежа. Компетентните органи от трите държави-членки са следните:

Страна членка	Компетентен орган
България	Министерство на енергетиката
Гърция	Енергиен регулаторен орган (RAE)
Румъния	Министерство на енергетиката

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



Собственото производство (добив) на природен газ в страните от рисковата група „Транс-Балкан“ достига приблизително 30.1 MSm³/d и е разпределено по държави, както следва:

MSm³/d	2019	2021
Румъния	29,5	25,4
България	0,6	1,1
Гърция	-	-

Капацитетът (твърд и/или прекъсваем) на основните точки на междусистемно свързване е представен в таблицата по-долу.

Страна членка	Трансграничен пункт	Посока	Капацитет - твърд (прекъсваем)	Миимално предавателно налягане
			[M(S)m ³ /d]	[bar-g]
Гърция	Кулата (BG)/Сидирокастро (EL)	BG -> EL	11.4	47.75
		EL -> BG	4.33*	40.00
	Кипи	TR -> EL	4.54**	50.00
Румъния	Орловка(UA) – Исакча I (RO)	UA -> RO	18.76	48.00
	To Romania	UA-> dRO	23.6	36.00
	Орловка(UA) – Исакча II (RO)	UA -> RO	26.93	50.00
	Орловка(UA) – Исакча III (RO)	UA -> RO	23.43	50.00
	Теково (UA) – Medieșu Aurit - Исакча(RO)	UA -> RO	10.98	
	Csanádpalota (HU) – Арад (RO)	HU -> RO	4.8	
		RO -> HU	0.24 (4.80)	
	Ungheni (MO) – Iași (RO)	RO -> MD	0.12	
	Русе (BG) – Гюргево (RO)	RO -> BG	0.15	40.00
		BG -> RO	3	40.00
	Негру вода I	RO -> BG	17.44	31.50
	Нерна вода II	RO -> BG	26.93	38.00
Нерна вода III	RO -> BG	23.43	38.00	
България	Негру вода 1(RO)/Кардам (BG)	RO -> BG	19.92	31.50
	Негру вода 2, 3 (RO)/Кардам (BG)	RO -> BG	57.25	38.00
	Кулата (BG)/ Сидирокастро (GR)	BG -> EL	10.882 (0.147)	47.75
		EL -> BG	4.42 (0.59)	40.00
	Странджа (BG)/Малкочлар (TR)	BG -> TR	44.35	50.00
	Кюстендил (BG)/Жидилово (МК)	BG -> МК	2.53	40.00
	Русе (BG)/Гюргево (RO)	RO -> BG	0.15	30.00
		BG -> RO	4.47 (0.732)	30.00
	Точка за трансфер между NGTN и GTNTT ***	BG GTNTT -> BG NGTN	3.93 (1.96)	
BG NGTN -> BG GTNTT		1.96 (3.93)		
*Еквивалентно на 4.1 М (N) m ³ / d.				
**Преди януари 2019 г. само 2,27 М (S) m ³ / d се счита за наличен.				

***Общ капацитет

1.2.Кратко описание на системата на всяка страна членка.

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).

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 с Турция (Кипи). Газопреносна мрежа се състои от главен тръбопровод високо налягане (70 bar) с дължина 512 km и диаметър 36", както и няколко клона високо налягане (70 bar) с обща дължина 954 km 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 общ капацитет от 225000 m³. В страната няма местен добив (производство), както и подземни хранилища на природен газ. До края на 2020 г. гръцката газопреносна мрежа ще бъде разширена, чрез изграждането на TAP, както и в бъдеще доразвита с нови

газопроводи и терминали за втечен природен газ. През 2017 г. общото потребление на природен газ възлиза на 5 GSm³.

1.2.2. Газовата система на Румъния

През територията на Румъния преминават девет трансгранични газопровода – 5 с Украйна, 3 с България и 1 с Унгария, от които 6 входни трансгранични точки и 3 изходни - с Молдова (Ungheni), с Украйна (Orlovka/Isaccea и Medisu Aurit/Tekovo), България (Negru Voda/Kardam и Ruse /Giurgiu) и с Унгария (Csanadpota/Nadlac). Към момента количества природен газ могат да се експортират през междусистемните връзки Румъния–Унгария, Румъния–Молдова и Румъния–България. Румънската част на Трансбалканския газопровод, през който Русия пренася газ от Украйна през Румъния в посока към България, Гърция, Турция и Македония, се състои от три транзитни линии с общ капацитет 25,18 bcm /у (Транзит 1, Транзит 2 и Транзит 3), като Транзит 2 и Транзит 3 са свързани с общи технологични връзки и работят в единен газотранспортен режим.

Схема на румънската газопреносна мрежа е представена по-долу.



Националната газопреносна мрежа на Румъния е с обща дължина 13 350 km. Румънската система разполага с подземно газохранилища с общ работен капацитет на съхраняван газ в размер на 3,130 GSm³.

Според проект на Румънската енергийна стратегия годишното производство на природен газ се очаква да бъде на средно ниво от 9-10 bcm в периода 2016-2030 г. През 2016 г. то възлиза на 9,2 bcm, като на годишна база не е достатъчно за покриване на цялото годишно потребление на страната. Предвижда се възможност евентуални свободни количества газ, добивани от акваторията на Румъния да постъпват и към газов хъб „Балкан“.

През 2017 г. добивът на природен газ в Румъния (вътрешно производство) е в размер на 10,7 GSm³, а общото потребление на природен газ в страната е 70,9 GSm³.

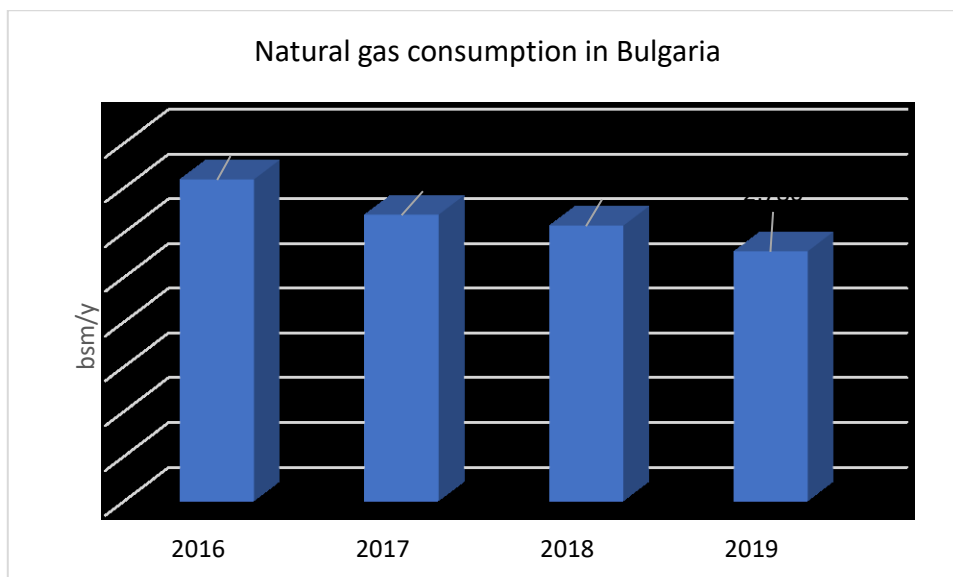
1.2.3. Газовата система на България обхваща всички дейности по добив, пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ за осигуряване нуждите на клиентите. Тя се състои от обекти и съоръжения за извършване на дейностите добив, пренос, съхранение, разпределение на природен газ на територията 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 2 799 км, и подземно газохранилище в Чирен (ПГХ „Чирен“). Газопреносната система в България има трансгранични връзки с Румъния (Негру Вода/Кардам и Русе/Гюргево), Гърция (Кулата/Сидирокастро), Република Северна Македония (Кюстендил/Жидилово) и Турция (Странджа/Малкочлар). До 2019 г. около 97% от търсенето на природен газ е осигурено от входна точка Негру Вода (руски газ). В Република България съществува и местен добив с входни пунктове от местно производство на сушата (GMS Долни Дъбник) и офшорни (GMS Галата). От 01.01.2020 г. бе променен основния входен поток на природен газ за страната, който вече е от Република Турция, чрез нова входна точка на българо-турската граница IP „Странджа-2/Малкочлар“, въведена в края на 2019 г. Тя е с капацитет в размер на 15.7 bcm, като свободният капацитет е предлаган на Регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP).

Газопреносната мрежа на Република България е разделена условно на две: национална газопреносна мрежа (НГПМ), осигуряваща пренос на природен газ за основната част от потребителите в България и газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП), осъществяваща предимно пренос на природен газ за Турция, Гърция и Северна Македония. Националната газопреносна мрежа е изградена от 1835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения за високо налягане (54bar), три компресорни станции – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ (с обща инсталирана мощност в размер на 49 MW), газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Газопреносната мрежа за транзитен пренос, с основно предназначение за пренос на природен газ до съседните страни, като се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България. Състои се от 964 км газопроводи за високо налягане (54bar), шест компресорни станции – КС „Кардам-2“, КС „Провадия“, КС „Лозенец“, КС „Странджа“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“ (с обща инсталирана мощност в размер на 270 MW), газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Чрез трансферни точки между газопреносните мрежи операторът на газопреносната система може да пренася количества природен газ до отделните ползватели. Важен елемент на газовата система на България е подземното хранилище за природен газ - ПГХ „Чирен“. То е с общ обем в размер на 1300 mcm, от който 550 mcm е активен газ, а 750 mcm буферен газ.

а) Основни данни за потреблението на природен газ в България

Годишното потребление на природен газ в страната за периода от 2016 г. до 2019 г., по години, е както следва:

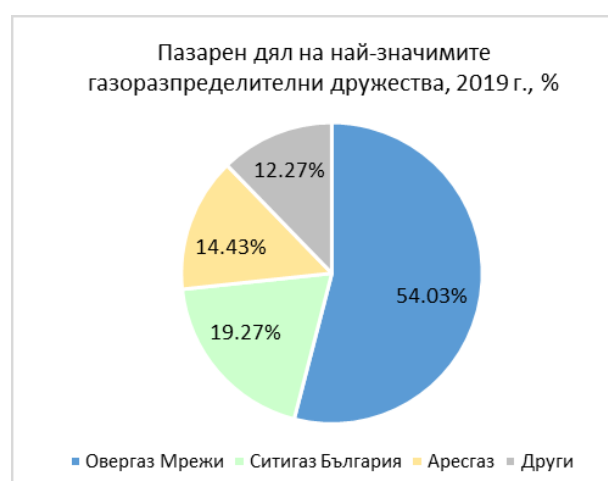
- 2016 г. - 3,59 bcm;
- 2017 г. - 3,196 bcm;
- 2018 г. - 3,073 bcm;
- 2019 г. – 2,786 bcm.



Основни потребители на природен газ в страната са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“ с дял над 60% /за 2019 г., той е 80%/. Тяхното потребление в периода от 2016 г. до 2019 г., по години, е както следва:

- 2016 г. - 2,024 bsm;
- 2017 г. - 2,097 bsm;
- 2018 г. – 1,962 bsm;
- 2019 г. – 1,883 bsm.

Газоразпределителните дружества в страната са с относителен дял на потребление около 15%, но през последните години е констатирано увеличение в продажбите на природен газ, поради разширение и газоразпределителната мрежа. През 2016 г. газоразпределителните дружества са разпределили 0,448 bsm природен газ до техни клиенти, през 2017 г. - 0,512 bsm, през 2018 г. – 0,519 bsm, а през 2019 г. – 0,505 bsm. Газоразпределителните дружествата с най-голям пазарен дял в страната са “Овергаз Мрежи” АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Аресгаз” АД, който е представен на графиките по-долу съответно за 2017 г. и 2018 г.



В структурно отношение, продажбите по видове потребители (клиенти) за 2018 г. и 2019 г., са представени в графичен и табличен вид по-долу.



Количествата и броят по видове потребители в периода 2016 г. – 2019 г.г., са както следва:

Потребители	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
	bcm	bcm	bcm	bcm	брой	брой	брой	брой
Битови	0.074	0.091	0.099	0.101	71 692	80 784	91 784	101 050
Небитови	0.374	0.421	0.420	0.404	5 866	6 321	6 101	6 894

Независимо от ръста в потреблението на природен газ от битовите клиенти в страната, като цяло дела им е сравнително нисък. Битовите потребители консумират около 3% от общото количество природен газ в страната.

б) Функциониране на газовата система на национално ниво

Функционирането на националната газова система на България е пряко свързано с дейността на търговските дружества от състава на Министерството на енергетиката - „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД и подземното газохранилище ПГХ „Чирен“.

„Булгаргаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество от структурата на "Български енергиен холдинг" ЕАД, регистрирано в съответствие с Търговския закон. С Решение на ДКЕВР № Р-046 от 29.11.2006 г., на "Булгаргаз" ЕАД е издадена лицензия № Л-214-14/29.11.2006 г., за обществена доставка на природен газ за територията на Република България, за срок от 35 години. 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 снабдителни;

- да сключва сделки за продажба на природен газ с клиенти;

- да сключва сделки за пренос на природен газ с преносното и разпределителните предприятия;

- 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.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейностите по пренос и съхранение на природен газ. 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 Третия енергиен либерализационен пакет, 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 и Северна Македония, както и съхранение на природен газ, посредством подземно газохранилище ПГХ „Чирен“ за покриване на сезонната неравномерност в потреблението и гарантиране сигурността на доставките. Дружеството осъществява дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“ на базата издадени от Комисията за енергийно и водно регулиране лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос“ и лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение“. Дружеството развива мрежата в синхрон с регионалните и общоевропейските планове и приоритети, по начин, който да позволи свободно движение на природния газ през територията на страната и достъп до различни източници.

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 10 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 авариен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище и период от време не повече от 30 дни.

в) Идентифициране на инфраструктурата, която е от ключово значение за сигурността на доставките

Инфраструктурата, която е от ключово значение за обезпечаване на висока сигурност на доставките на природен газ в България е както следва:

- газопреносната мрежа, 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 10 MW;
- входно - изходна точка ГИС „Чирен“ - връзка между газопреносната мрежа и ПГХ „Чирен“;
- входно-изходна точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 1/ 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 Негру Вода/ Кардам;
- входно - изходна 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 Кулата/ Промахонас;
- входно - изходна точка на междусистемно свързване (IP) Русе/Гюргево – връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и газопреносната система, оперирана от TRANSGAZ S.A. (Румъния), на българо-румънската граница в района на Русе/Гюргево заедно с реверсивната измервателна станция ГИС Русе;
- входна точка IP „Странджа-2/Малкочлар“, заедно с измерителна станция ГИС „Странджа“ - връзка между газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и тази на Република Турция .
- трансферна точка между НГПМ и ГМТП, в т.ч. ГИС „Ихтиман“ и ГИС „Лозенец“ – агрегирана връзка на газопреносните мрежи за трансфериране на газ до ползватели на двете мрежи.

г) Източниците за внос на природен газ

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

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

На територията на страната се осъществява и собствен добив на природен газ, но количествата са ограничени. Извършват се и проучвателни дейности в Черноморската икономическа зона с очаквания за разработване на новооткрити залежи от природен газ.

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

Въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г., издадена от ДКЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, чрез

собствено подземно газово хранилище ПГХ „Чирен“, 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 с неравномерно сезонно потребление, в т.ч топлофикационни дружества и крайни снабдители.

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

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

$$КН = Vл / Vз$$

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.

Към настоящият момент, ПГХ „Чирен“ се разглежда предимно, като газово хранилище с местно значение - основен инструмент за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и доставката на природен газ в страната. В по-дългосрочен времеви хоризонт, перспективите са неговото превръщане в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване на ползите за потребителите на природен газ в условията на един интегриран и взаимосвързан регионален газов пазар.

Развитието на междусистемните връзки със съседните страни, в т.ч. Република Сърбия и Република Гърция, съвместно с някои други приоритетни проекти, ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен“ да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонната оптимизация на използване на газопреносните системи. Проектът Независима система за природен газ Александрополис (Терминал за втечен природен газ край Александрополис, Гърция) е включен в Четвъртия списък на проектите от общ интерес (PCI) на ЕС. Инфраструктурата включва плаващ терминал (Floating, storage and regasification unit - FSRU) за приемане, складиране и повторно регазифициране на LNG, който ще бъде позициониран в крайбрежната зона на Александрополис.

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

ПГХ „Чирен“ е с общ обем в размер на 1300 тсm, а капацитета на хранилището (активен газ) е в размер на 550 тсm активен газ. Останалият обем в размер на 750 тсm е буферен газ. Стойностите на добитите и нагнетени количества природен газ, както и тяхното изменение за 2016 г., 2017 г., 2018 г. и 2019 г. са представени в следващата таблица.

Природен газ ПГХ „Чирен“	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
	bcm	bcm	bcm	bcm
Нагнетено количество	0.320	0.325	0.319	0.410
Добито количество	0.342	0.325	0.324	0.358
Среднодневен добив за 1 месец	0.0022	0.0021	0.0022	0.0024
Минимален среднодневен добив за 1 месец	0.00072	0.00079	0.00064	0.00107
Максимален среднодневен добив за 1 месец	0.00299	0.00304	0.00315	0.00323

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

Потребление на природен газ в България

Потребление в България през отоплителен сезон 2016 г.-2017 г.							
	Октомври 16	Ноември 16	Декември 16	Януари 17	Февруари 17	Март 17	Април 17
mcm	259.98	312.87	380.49	448.11	343.12	301.33	248.45
GWh	2747.6	3283.5	4002.5	4745.1	3663.4	3196.7	2643.9

Потребление в България през отоплителен сезон 2017 г.-2018 г.							
	Октомври 17	Ноември 17	Декември 17	Януари 18	Февруари 18	Март 18	Април 18
mcm	238.26	310.32	346.87	370.29	336.42	332.69	193.67
GWh	2521.5	3292.5	3664.7	3911.3	3554.3	3349.7	2040.9

Потребление в България през отоплителен сезон 2018 г.-2019 г.							
	Октомври 18	Ноември 18	Декември 18	Януари 19	Февруари 19	Март 19	Април 19
mcm	221.4	298.1	386.8	396.5	324.6	282.2	250.4
GWh	2334.0	3144.8	4088.9	4185.6	3421.4	2971.3	2640.8

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

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

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

връзка 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 им заявки. „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството си на оператор на ПГХ „Чирен“ е длъжен да осигури капацитет за нагнетяване и добив и да съхранява тези количества природен газ, които са с индикативен обем от общо 290 тсm. В по-дългосрочен времеви хоризонт, перспективите са неговото превръщане в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване на ползите за потребителите на природен газ в условията на един интегриран и взаимосвързан регионален газов пазар.

За периода 2018 – 2019 година (зимен цикъл), основните характеристики на ПГХ „Чирен“, в т.ч. трансграничен достъп, са представени таблично по-долу.

Трансграничен достъп	Обем (MSm ³)		Капацитет за добив (MSm ³ /d)			
	Резерв *	Наличен твърд търговски капацитет	Първона чален	В края на януари или 50%	В края на февруари или 20%	В края на март
Разрешен и използван	392.5	157.5	1.8**	3.1	2.6	1.8

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

** Капацитет за добив (MSm³/d) през Ноември 2018 г.

MSm³/d – милиона стандартни кубически метра (условия - T=20°C и P=1,01325 bar(a)) газ за един ден (24 часа).

Капацитет за съхранение (общ и полезен /активен газ/)

Общ обем газ в ПГХ Чирен“, в т.ч.:	1300 тсm
Буферен газ	750 тсm
Активен газ	550 тсm

Настоящият капацитет на хранилището (обема на активния газ в енергийни единици) е 5 813 500 MWh, определен при горна калоричност на природния газ в размер на 10.57 MWh/1000m³.

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 тсm/day. Този авариен режим обаче може да се осъществи единствено при пълно газово хранилище и период от време не по-голямо от 30 дни.

Капацитети на добив и нагнетяване в ПГХ „Чирен“

Капацитет	Нагнетяване	Нагнетяване	Добив	Добив
дневен	тсm/day	MWh/day	тсm/day	MWh/day

Максимален	3.2	33 824	3.82 /4,7*	40 377 / 49 679*
Минимален	0.5	5 285	0.5	5 285

Обемът на газа в енергийни единици е определен при горна калоричност на природния газ в размер на 10.57 MWh/1000m³.

* 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

Местният добив в страната се осъществява от Petroceltic и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. За периода 2016 – 2019 година дружествата са добили следните количества природен газ:

Година	2016	2017	2018	2019
	bcm	bcm	bcm	bcm
Местен добив - общо	0.072	0.056	0.012	0.017

Количествата природен газ от местен добив са незначителни и не могат да покрият потребностите в страната от природен газ, поради което основните количества за задоволяване на потребителите в страната са от външни за страната източници.

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

В Република България природният газ се използва за производство на електрическа енергия основно в централи за комбинирано производство – когенерации, като най- големите са:

- „Топлофикация София“ ЕАД – ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“– общо 239 MWe (3437,9 MWt);
- „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – общо 80 MWe (445 MWt);
- „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – общо 11,22 MWe (55,43 MWt);
- „Топлофикация Бургас“ ЕАД – общо 17,82 MWe (74,45 MWt);
- „Топлофикация Плевен“ ЕАД – общо 68 MWe (466 MWt);
- „Топлофикация Враца“ ЕАД – общо 8,24 MWe (72 MWt);
- „Топлофикация Разград“ ЕАД – 3,014 MWe (29 MWt);
- „Топлофикация Велико Търново“ АД – 2,81 MWe (173 MWt).

Производството на топлинна и електрическа енергия за посочените по-горе централи се осъществява, като се използва единствено природен газ.

- „Топлофикация Перник“ АД има два броя парогенератори, които използват основно гориво въглища и един брой парогенератор, който работи с природен газ. При работа с природен газ се достигат до 15 MWe;

- „Биовет“ АД Пещера - 18,5 MWe (99 MWt).

Производство на електрическа енергия от природен газ в България се осъществява и в ТЕЦ „Варна“ – кондензационна централа с обща инсталирана ел. мощност -630 MWe. До м. юни 2020 г. тази централа осигурява само студен резерв.

Количеството природен газ за производство на електрическа и топлинна енергия в страната за периода 2016 г. - 2019 г., в bcm/y, е показано в следващата таблица:

Вид производство	16	20	17	20	018	2	019	2
	m/y	bc	m/y	bc	cm/y	b	m/y	bc
Природен газ за производство на електрическа енергия	45	0.3	31	0.3	.345	0	362	0.
Природен газ за производство на топлинна енергия	68	0.7	74	0.7	.772	0	721	0.
Общо:	13	1.1	05	1.1	.117	1	083	1.

Производствената мощност на инсталациите използващи природен газ за производството на електроенергия в България съпоставена с общата производствена мощност в електроенергийния сектор в страната е процентно малка, но е от съществено значение за осигуряване на енергийният баланс на страната. Вероятните последици от прекъсването на доставките на природен газ в електроенергийния сектор няма да се отразят съществено на вътрешния пазар на електричество, предвид ниския процент на производствените мощности използващи природен газ, но отпадането на централизираното топлоснабдяване би принудило населението да замени този вид енергия с електричество, което да доведе до претоварване на електроенергийната система.

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

С постановление № 18 от 2 февруари 2015 г. Министерския съвет прие Национална програма за енергийна ефективност на многофамилни жилищни сгради (Програмата), за условията и реда за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по програмата и за определяне на органите, отговорни за реализацията ѝ. Тя е насочена е към обновяване на многофамилни жилищни сгради с основна цел - чрез изпълнение на мерки за енергийна ефективност да се осигурят по-добри условия на живот на гражданите в многофамилни жилищни сгради, топлинен комфорт и по-високо качество на жизнената среда и намалят разходите за отопление.

Чрез прилагане на мерки за енергийна ефективност се постига намаление на енергопотреблението на домакинствата и реализиране икономия на разходи. По програмата се финансират икономически най - ефективния пакет от енергоспестяващи мерки в сградите, с които се постига клас на енергопотребление „С“ в съответствие с Наредба № 7 от 2004 г. за енергийна ефективност, топлосъхранение и икономия на енергия в сгради. Най - големите градове в България се отопляват от топлоцентрали работещи на природен газ. По този начин, мерките за енергийна ефективност директно рефлектират върху намаляване на консумацията на природен газ и върху стабилността на функциониране на националната енергийна и газопреносна система. Целта е, въздействието на мерките за енергийна ефективност да доведат да съществено намаляване на специфичното крайно потребление на енергия за домакинство. Към настоящият момент възможният максимум от тяхната реализация не е постигнат и България ще продължи да изпълнява програмата за енергийна ефективност и в бъдеще.

2. Обобщаване на оценката на риска

Извършената национална оценка на риска (НОР) обхваща 5 основни групи рискови фактори според естеството на техния произход (политически, технологични, социални, търговски / пазарни / финансови рискове, природни). 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. 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 и/или 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 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.

От оценката става ясно, че **20 от рисковите фактори** са с много ниско ниво на опасност и вероятността за появата им е (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.

19 от рисковете фактори, 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.

Някой от рискове притежават потенциал за преминаване в по-високо ниво на опасност и да предизвикат каскадни ефекти в системата, водещи до неприемливи последици. Комбинацията от въздействие на един или няколко риска по едно и също време в една страна може да доведе до сериозни последици за газовата инфраструктура и прекъсване доставките на газ, както за страната така и за страните от рисковата група за продължително време от седмица до няколко седмици. Също така 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.

Критериите, използвани за определяне на това дали дадена система е изложена на високи/неприемливи рискове са посочените в Таблицата за степента на сериозност на риска предложена от Обединения изследователски център на Европейската комисия (JRC – EC). В таблицата са определени 5 нива на вероятността даден риск да се случи. Оцветени в зелен цвят са най-малко вероятните рискове, а с червен цвят за 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 относно предприемане на необходимите превантивни мерки.

Type 1 in the cell to select. The cell will turn red.		АКТИВНИ													freq.
		Газова инфраструктура					ИТ / Система за контрол			Страни			Служители		
		Компресорна станция	Вход/Изход (From/To Countries)	Место на произхода на газа	Подземно газско хранилище	LNG Терминал	Тръбопровод	Система за контрол на процесите	Система за обмен на данни	Административна сграда	Регионален център за поддръжка	Център за контрол на газовея поток	Работници		
Технологични - 15 бр.	Използване на риска														
	Експлозии - 1														
	Пожари (вътрешен за дадено съоръжение) - 1							NA							
	Изтичане на газ - 2							NA							
	Човешки грешки - 1							NA							
	Наводнения (вътрешно събитие, теч, водач др наводнение) - 1							NA							
	Неизправност или стареене на оборудването (неуспех при стартиране, отказ по време на работа, вътрешни корозии, 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 изолни работи (копане, пробиване), вземени работи и др. - 2							NA							
	Липса на адекватна поддръжка на газоразпределителната мрежа - 2							NA							
	Използване на остарели технологии - 2							NA							
	Липса на резервни части - 2							NA	NA						
	Политически - 4 бр.	Замръзване на въздуха поради авария в близко съоръжение (химическо, ядрено) - 1							NA						
Въздействие от въздухоплавателно средство - 1								NA							
Друго (уточнете)...		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
Политически въстания (в страната на добив, или в транзитна страна) - 2								NA							
Война / гражданска война (в страната на добив или в транзитна страна) - 2								NA							
Търговски / пазарен / финансов - 6 бр.	Тероризъм - 2							NA							
	Прекъсване на газа в трети страни поради различни причини - 1							NA							
	Друго (уточнете)...	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
	Споразумения с доставчици от трети държави - 2							NA							
	Търговски спорове - 1							NA							
	Нестабилност на цените - 1							NA							
Социални - 7 бр.	Недостатъчни инвестиции - 1							NA							
	Високо, неочаквано въздушно потребление - 2							NA							
	Контрол на инфраструктурата, важна за сигурността на доставките от субекти от трети страни - 2							NA							
	Друго (уточнете)...	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
	Същия (в различни свързани сектори, като газовия сектор, пристанищата, транспорта и т.н.) - 1							NA	NA						
Природни - 7 бр.	Саботажи - 1							NA							
	Обществено противопоставяне на съоръжения / инвестиции - 2							NA							
	Липса на персонал (слабо населени райони, застаряващо население, не подходяща специална подготовка, аварии и т.н.) - 1							NA							
	Пандемия - 2							NA							
	Вулканизиъм - 1							NA							
	Крамби - 1							NA							
	Земетресения - 2							NA							
	Наводнения (сиген дъжд, речни разливи и др.) - 2							NA							
Природни - 7 бр.	Селища - 1							NA							
	Бурни (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 околните гори, тревни площи и др.) - 2							NA							
Друго (уточнете)...	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA			

а) списъкът на съответните сценарии на риска в съответствие с рисковите фактори и вероятността за тяхната поява е даден в приложената таблица на Обединения изследователски център на Европейската комисия JRC-EC. Подборът на сценариите е направен в зависимост от вероятността от тяхното възникване и очакваното въздействие върху доставките за България.

Scenario	Variant	Name	Description	Duration of event (days)	Time frame	Demand	UGS level	LNG availability	Imports from Norway	Imports from Russia
S.01	a	Failure of the Ukrainian Corridor	N-1 case: failure of the cross-border point of Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	7	Beginning of February	1-in-20 7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days	✓	✓
	b		Failure of all cross-border points with Ukraine	14	Beginning of February	1-in-20 14-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✓
	c		Failure of all cross-border points with Ukraine	30	Beginning of February	1-in-20 30-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✓
S.02	a	Failure of the Ukrainian Corridor during a cold spell event	N-1 case: failure of the cross-border point of Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	7	Second week of March	7-day peak demand	Second week of March	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days	✓	✓
	b		Failure of all cross-border points with Ukraine	14	Second week of March	14-day peak demand	Second week of March	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✓
S.03	a	Failure of Russian Exports to EU	Stop of flow from all Russian related supply corridors	14	Beginning of February	1-in-20 14-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✗
	b			30	Beginning of February	30-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✗
S.04		Failure of Baumgarten	stop of the flow in the station	7	Beginning of February	7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✓
S.05		Failure of Lanžhot	stop of the flow in the station	7	Beginning of February	7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✓
S.06		Failure of Oberkappel	stop of the flow in the station	7	Beginning of February	7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✓
S.07		Failure of Isaccea (RO) - Orlovka (UA)	stop of the flow in the station	7	Beginning of February	7-day peak demand	Beginning of February	send-out capacity 100% for 4 days and at 75% for 3 days, timing for next ship to be defined	✓	✓
S.08		Supply failure from Algeria	Stop of supply sources of Algerian origin (pipeline and LNG)	30	Beginning of February	1-in-20 30-day peak demand	Beginning of February	BAU average of past 3 years	✓	✓

Legend

- ✗ Not available
- ⚠ With limitations
- ✓ Always available

От предложените 8 основни рискови сценарии на ЕМОПС - газ, (заедно с под сценариите за 7, 14 и 30 ден - 12), шест са взети пред вид, поради очакваното ограничение или прекратяване на доставките на природен газ с евентуалното нарушаване интересите на защитените клиенти и последващо социално - икономическото въздействие, върху топлофикациите, производството на електроенергия и др.

Най - тежък рисков сценарий се очертава **сценарий S.03 (a,b,)** - Прекъсване на доставките от Русия за Европейския съюз, със спиране на потока от всички свързани с Русия коридори за 14 и за 30 денонощия.

Отчетени са и рискови сценарии **S.01 (b,c)** - с прекъсване на украинския коридор за 14 и 30 дни, сценарий **S.02 (b)**- с прекъсване на украинския коридор за 7-14 дни поради екстремно застудяване и **S. 07** с прекъсване на украинския коридор Исакча (RU)/Орловка (UA) за 7 денонощия.

б) Основните заключения от оценката на риска.

Крайният резултат от общата оценка на риска за доставките на природен газ в България показва, че по степен на сериозност, рискове водещи до значителни, тежки или катастрофални последици на територията на България не са констатирани, но са възможни. В страната не съществува неприемливо висок риск от прекъсване на доставките, изискващ предприемане незабавни действия за неговото елиминиране. Основната част от рисковете по степен на вероятност и степен на разрушителност са с ниска вероятност за случване и малка разрушителна способност. Тяхното въздействие остава в рамките на отделни елементи на газовата инфраструктура. Те няма да засегнат съществено доставките за другите държави от рисковата група и защитените клиенти. За противодействието им същите следва да бъдат включени в Плана за действие при извънредни ситуации.

Към настоящия момент най - високи и постоянни сред всички рискове за системата на доставките остават **политическите рискове и рисковете свързани с възникване на пандемия в международен мащаб**. Поради неограничеността на рисковете по географски район, е възможно да доведат до прекъсване на газа за трети страни по различни причини. Тази група обхваща около една четвърт от всички оценявани рискове и вероятността да настъпят се оценява на степен на **въздействие 2**. При възникване на тези рискове може да бъдат прекъснати доставките на газ за повече от една седмица, което ще постави в затруднено положение основните услуги и защитените клиенти. Комбинирани с рисковете от групата на търговско-пазарните и финансови рискове, свързани с непостоянните цени на природния газ може да доведат до сриване на снабдяването.

Анализите показват, че съществуващата стандартна инфраструктура и доставка отговарят на изискванията в необходимата степен. Чрез използването на формулата „N-1 на регионално ниво“ беше доказано, че техническият капацитет на газовите инфраструктури е достатъчен за задоволяване на общото търсене на газ от участващите държави в случай на прекъсване на единствената най-голяма газова инфраструктура.

3. Инфраструктура и стандарт за доставка (член 5)

3.1. Изчисляване на формула N-1 (за източна рискова група „Украйна“).

Както е предвидено в член 5 от регламента, компетентните органи на съответните държави - членки могат да се споразумеят да предоставят изчислението на формулата N-1 на регионално ниво в общата оценка на риска (член 7), като се спазват разпоредбите на точка 5 от Приложение II от регламента.

Формулата N - 1 описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи общото търсене на газ в изчислената зона в случай на прекъсване на най-голямата газова инфраструктура в ден на изключително високо търсене на газ, възникнало със статистическа вероятност от веднъж на 20 години (D_{max}). формула N - 1

За този случай държавите - членки са предоставили своя национален D_{max} , както следва:

[MSm³/d]	D_{max} 2018/2019	D_{max} 2020/2021
Австрия	55,3	55,3
България	18,2	20,3
Хърватия	16,6	16,6
Чехия	68,2	68,2
Германия	474,8	474,8
Гърция	20,1	21,1
Унгария	77,4	77,4
Италия	443,0	438,0
Люксембург	4,8	4,8
Полша	86,7	97
Румъния	72	72
Словакия	45,1	34,7
Словения	4,9	6,1

Както е предвидено в приложение II към регламента, за изчисляване на формулата „N-1 на регионално ниво“ се използва единната най - голяма газова инфраструктура от общ интерес. За източната рискова група „Украйна най - голяма газова инфраструктура от общ интерес“ за доставки на газ е точката за взаимно свързване на „Ужгород“.

Формулата, използвана за изчисляване на „N-1 на регионално ниво“, е предвидената в точка 4 от приложение II „Изчисляване на формулата N-1, използвайки мерки за търсене“:

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

Стойностите на формулата са изчислени, както следва:

EP_m	Технически капацитет на входните пунктове (в mcm/d), различни от производството, LNG и съоръженията за съхранение, обхванати от P_m , LNG_m и S_m , означава сумата от техническия капацитет на всички гранични входни пунктове, които могат да доставят газ в изчислената площ.
P_m	Максимален технически производствен капацитет.
S_m	Максимална техническа възможност за съхранение, определена като сумата от максималния дневен капацитет за добив (изтегляне) на всички съоръжения за съхранение, които могат да бъдат доставени до входните точки на националната мрежа, като се вземат предвид съответните им физически характеристики. Както е посочено в регламента, максималният капацитет, използван при изчисляването, се оценява, като се вземат предвид всички газохранилища (складове) на 100% и 30% от техния работен обем.
LNG_m	Максимален технически капацитет на съоръженията за втечен природен газ, т.е. максимален дневен износ на съоръженията, свързани към националната мрежа, като се вземат предвид критичните елементи, като разтоварване, спомагателни услуги, временно съхранение, регазификация на втечен природен газ и капацитет за взаимно свързване с транспорта мрежа.
I_m	Максимален технически капацитет на основната входна точка.
D_{max}	Максимално потребление на природен газ (търсенето) на цялата група, определено като се вземе предвид прогнозата за пазарно потребление при извънредни метеорологични условия, оценена с вероятността за поява веднъж на всеки 20 години.
D_{eff}	„Deff“ означава тази част от D_{max} (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.

За извършване на изчисленията се вземат предвид следните прекъсвания:

- Ужгород като единнат а по - голяма инфраструктура (I_m), както се изисква от регламента за SOS;

- Пълно прекъсване на украинския маршрут. Дори и да не бъде поискано от Регламента, това може да бъде подходящ сценарий за оценка, за да се направи анализ на чувствителността, както се появи по време на кризата между Русия и Украйна през 2009 г.

Както е предвидено в регламента, формулата N-1 е изчислена, като се вземат предвид 100% обемемите на пработен газ във хранилищата, както и 30% от същата стойност. Индексът е изчислен, като се вземе предвид сценарий 2018/2019 и сценарий 2020/2021.

Във всеки случай индексът води до над 100%, което означава, че регионалните газови инфраструктури са правилно оразмерени, за да покрият максималното търсене на участващите държави-членки.

Индексът N-1 обаче не отчита евентуалното съществуване на вътрешни затруднения или проблеми, предизвикани от неправилно функциониране на точките за вътрешно свързване или поради липса на наличен капацитет за привличане на газ. Всички тези рискове се оценяват в следния анализ на риска.

Следващите таблици обобщават набора от данни, използвани за изчисляване на формула N-1.

Данни [MSm^3 / d] за сценарий 2018/2019

Прекъсване (I_m)	Капацитет
Ужгород	227,4
Украински път	336,5

Страни членки	E_{pm}	LNG_m	S 100%	S 30%	P_m	D_{max}
Австрия	-	-	66,4	44,4	3,4	55,3
България	-	-	4,2	2,9	0,6	18,2
Хърватия	-	-	5,8	3,2	3,5	16,6
Чехия	-	-	59,1	41,0	0,5	68,2
Германия	471,0	-	612,4	479,3	26,2	474,8
Гърция	4,5	20,2	-	-	-	20,1
Унгария	82,9	-	78,6	68	5,5	77,4
Италия	133,6	51,9	263,2	171,8	15,5	443,0
Люксембург	4,3	-	-	-	-	4,8
Полша	137,7	14,4	51,5	40,7	7,2	86,7
Румъния	103,7	-	29,0	-	26,0	72,0
Словакия	250,9	-	52,61	39,5	0,2	45,1
Словения	-	-	-	-	-	4,9
Общо	1.188,6	86,5	1.170,2	890,8	88,6	1.387,1

Данни [MSm^3 / d] за сценарий 2020/2021

Прекъсване (I_m)	Капацитет
Ужгород	191,7
Украински път	294,0

Страни членки	E_{pm}	LNG_m	S 100%	S 30%	P_m	D_{max}
Австрия	-	-	66,4	44,4	3,4	55,3
България	14,6	-	4,2	2,9	1,1	20,3
Хърватия	-	-	5,8	3,2	3,5	16,6
Чехия	-	-	59,1	41,0	0,4	68,2
Германия	471,0	-	612,4	479,3	26,2	474,8
Гърция	36,1	20,2	-	-	-	21,1
Унгария	71,3	-	78,6	69,5	3,6	89,5
Италия	152,9	51,9	291,3	190,8	18,9	438,0
Люксембург	4,3	-	-	-	-	4,8
Полша	137,7	14,4	51,5	40,7	7,2	97

Румъния	103,7	-	29,0	-	26,5	72,0
Словакия	204,3	-	52,61	39,5	0,3	34,7
Словения	-	-	-	-	-	6,1
Общо	1.200,0	86,5	1.198,3	911,3	91,3	1.386,3

Стойности на индекса N-1

		2018/2019	2020/2021
Ужгород	UGS 100%	166 %	172 %
	UGS 30%	146 %	151 %
Украински път	UGS 100%	158 %	165 %
	UGS 30%	138 %	144 %

Анализът и изчисляването на формула N-1 за източна рискова група „Украйна“ са на база изготвената Регионалната оценка на риска за източна рискова група „Украйна“.

3.2. Национално равнище

а) формула N - 1 /вариант преди включване в експлоатация на IP „Странджа-2/Малкочлар“/

б) Идентифициране на най-голямата единична газова инфраструктура

До 01.01.2020 г. най-голямата единична газова инфраструктура, захранваща вътрешното търсене в България е газопроводът с входна точка IP Негру вода 1/ Кардам, която е с максимален постоянен капацитет 20,27 mcm/day от страна на България.

За нуждите на настоящите изчисления за Република България, най-голямата единична инфраструктура е IP Негру Вода 1/ Кардам, свързваща газопровода T1 на румънска територия (газопровод, в участъка IP Исакча 1, UA>RO – IP Негру Вода 1/Кардам, RO>BG) с газопреносната мрежа на България (от Русия през Украйна, Молдова и Румъния), което я правеше и най-голямата единична газова инфраструктура за рисковата група до края на 2019 г.

с) изчисляване на формулата N - 1 на национално равнище

Изчислението на стандарта N-1 е изготвено за периода 2019-2023 г., в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) №2017/1938, относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) 994/2010.

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

В случай на прекъсване на най - голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на общото търсене на газ в района на изчислението за един ден на изключително голямо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години, т.е. N-1>100%.

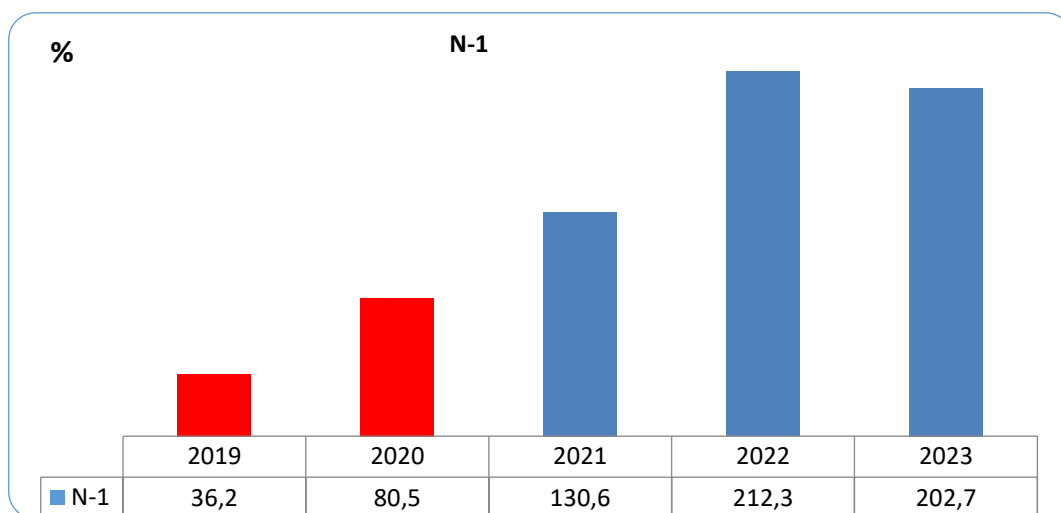
Формулата за изпълнение на стандарта за инфраструктура, която е използвана за настоящия План, е както следва:

$$N-1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^6 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100\%, \quad \text{където:}$$

EP₁	Технически капацитет на ГИС „Негру вода“ 1, mcm/day
EP₂	Технически капацитет за внос по интерконектор България - Сърбия, mcm/day
EP₃	Технически капацитет за трансфер през трансферна точка, в т.ч. от IP “Кулата/Сидирокастро”, mcm/day
EP₄	Технически капацитет за внос по интерконектор Турция - България, mcm/day
EP₅	Технически капацитет за внос по интерконектор България - Румъния, mcm/day
EP₆	Технически капацитет за внос по интерконектор Гърция-България (IGB), mcm/day
S_{max}	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен, mcm/day
P_{max}	Национално производство на природен газ – максимален възможен добив, mcm/day
D_{max}	Национално потребление - пиково потребление, mcm/day
I_{max}=EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – ГИС „Негру вода“ 1, mcm/day

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 _{max}	S _{max}	EP ₂	EP ₃	EP ₄	EP ₅	EP ₆	D _{max}	EP ₁ =I _{max}	N-1
	mcm/d									
2019	0,16	4,7	0,0	1,00	0,0	0,15	0,0	16,6	20,27	36,2
2020	0,55	4,7	0,0	4.41	0,0	4,1	0,0	17,2	20,27	80,5
2021	1,10	4,7	0,0	4.41	0,0	4,1	9,1	18,0	20,27	130,6
2022	1,64	4,7	5.5	4.41	9.1	4,1	9,1	18,2	20,27	212,3
2023	1,92	4,7	5,5	4.41	9,1	4,1	9,1	19,2	20,27	202,7



Изчисленията по формулата N-1 за стандарта за инфраструктура илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура в периода 2019-2020 г. не би бил в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Република България за един ден с изключително високо търсене, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години. Същевременно, чрез реализацията на проектите за нова газова инфраструктура, България ще изпълни стандарта за инфраструктура през 2021 г.

С цел постигане на стандарта за инфраструктура в България се изпълняват няколко основни проекта, а именно – проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопрееносна инфраструктура (вкл. модернизация на компресорни станции), проекти за изграждане на междусистемни газови връзки със съседните страни и на допълнителни връзки между, проект за разширение на ПГХ „Чирен“ и/ или за ново газохранилище, нови проекти, осигуряващи входен капацитет и др.

a1) формула N-1 /вариант след включване в експлоатация на IP „Странджа-2/Малкочлар“/

б1) Идентифициране на най-голямата единична газова инфраструктура

След 01.01.2020 г. най-голямата единична газова инфраструктура, захранваща вътрешното търсене в България е газопроводът с входна точка IP Странджа-2/ Малкочлар, която е с максимален постоянен капацитет 31 mcm/day от страна на България.

За нуждите на настоящите изчисления за Република България, най-голямата единична инфраструктура е IP Странджа-2/Малкочлар, свързваща газопрееносната мрежа на Турция с газопрееносната мрежа на Република България.

С1) изчисляване на формулата N - 1 на национално равнище

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

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

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

Формулата за изпълнение на стандарта за инфраструктура е както следва:

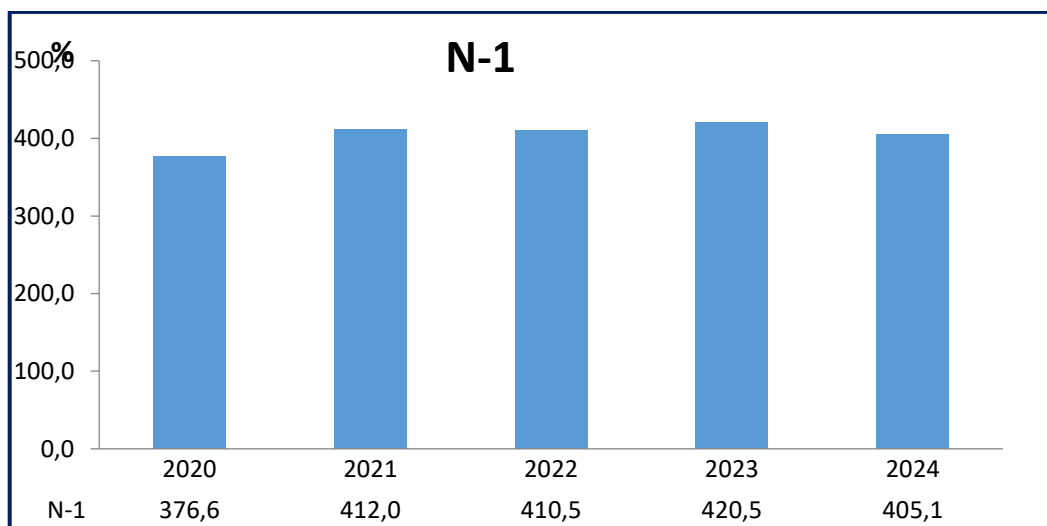
$$N - 1(\%) = \frac{\sum_{m=1}^7 EP_m + S_{max} + P_{max} - I_{max}}{D_{max}}, \text{ където:}$$

EP₁	Технически капацитет на IP Странджа 2/Малкочлар, ограничен от капацитета за трансфер на трансферната точка, mcm/day с отчитане на потреблението в югозападна България
EP₂	Технически капацитет на IP Негру вода 2,3/Кардам, ограничен от капацитета за трансфер на трансферната точка, mcm/day с отчитане на потреблението в югозападна България
EP₃	Технически капацитет на Негру вода 1/Кардам, mcm/day

EP₄	Технически капацитет на интерконектор България-Сърбия, mcm/day
EP₅	Технически капацитет на IP Кулата/Сидирокастро, mcm/day
EP₆	Технически капацитет на IP Русе/Гюргево (IBR), mcm/day
EP₇	Технически капацитет на интерконектор Гърция-България (IGB), mcm/day
S_{max}	Добив от ПГХ „Чирен“ – максимално възможен, mcm/day
P_{max}	Национално производство на природен газ – максимален възможен добив, mcm/day
D_{max}	Национално потребление - пиково потребление, mcm/day в най-студен ден с вероятност за настъпване веднъж на 20 г.
I_{max}= EP₁	Най-голямата единична газова инфраструктура – IP Странджа 2/Малкочлар, mcm/day

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 _{max}	S _{max}	EP ₂	EP ₃	EP ₄	EP ₅	EP ₆	EP ₇	D _{max}	EP ₁ =I _{max}	N-1
	mcm/d										%
2020	0,16	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	0,00	17,20	31,00	376,6
2021	0,55	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	9,00	18,00	31,00	412,0
2022	1,10	4,70	31,00	20,25	0,00	6,12	2,54	9,00	18,20	31,00	410,5
2023	1,64	4,70	31,00	20,25	5,48	6,12	2,54	9,00	19,20	31,00	420,5
2024	1,92	4,70	31,00	20,25	5,48	6,12	2,54	9,00	20,00	31,00	405,1



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

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

е) двупосочен капацитет

i) Точките на междусистемно свързване (IP), снабдени с двупосочен капацитет и максималния капацитет на двупосочните потоци

ГИС Кулата / Сидирокастро

BG-GR 117 568 MWh/D твърд капацитет;

GR-BG 64 695 MWh/D твърд капацитет;

ГИС Русе / Гюргево

BG-RO 26 373 MWh/D твърд капацитет;

RO-BG 26 822 MWh/D твърд капацитет;

ГИС Негру Вода 1/Кардам

BG-RO 121 558 MWh/D твърд капацитет;

RO-BG 214 050 MWh/D твърд капацитет;

(*) данните са актуални към месец януари 2020 г.

ii) Режим на използване на капацитета за обратен поток

Управлението на двупосочните капацитети се регулират, чрез правилата описани в договорите за междусистемно свързване, подписани между „Булгартрансгаз“ ЕАД и съседните оператори Трансгаз СА, Румъния и ДЕСФА СА, Гърция. Тези капацитети се предлагат търговски на регионална платформа за резервиране на капацитет RBP от трите оператора.

iii) Точките на междусистемно свързване, за които е предоставено освобождаване в съответствие с член 5, параграф 4, срок за освобождаването и мотивите за неговото предоставяне.

От българска страна („Булгартрансгаз“ ЕАД) са осигурени технически възможности за постоянен физически обратен поток на точката на междусистемно свързване Негру вода 1/Кардам.

4. Спазване на стандарта за доставки

Компетентните органи гарантират, 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. В направените сценарии България, Гърция и Румъния се определят като потенциално най-уязвими в случай на спиране на транзита през Украйна. За България евентуален недостиг в доставките спрямо потреблението би бил най-голям и се движи между 56-85 %, но защитените клиенти формират около 40% от потреблението и в този смисъл няма да бъдат сериозно засегнати и при най-консервативните модели на симулациите. 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.

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 е показана в таблицата по-долу

Клиенти	2016 mcm	2017 mcm	Брой клиенти за 2017
Домакинства	74,081	91,105	80 784
Не домакинства защитени клиенти *	374,007	420,475	6 321
Всичко защитени	448, 088	511,580	87 105
Общо годишно потребление на газ в България	3059	3195	
Съотношение на защитените клиенти	1,465%	1,602%	

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

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 (Директива 2004/35/ЕО от 21 април 2004г.) относно екологичната отговорност по отношение на предотвратяването и отстраняването на екологични щети и съответно действащия в Република България, Закон за опазване на околната среда), 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.

Направеният анализ за случаи на прекъсване на транзита на природен газ през Украйна, разглежда варианти с максимално използване на алтернативни входни точки посочени по-горе. По статистически данни (20 годишен период), пиковата консумация на природен газ в най - студените дни е около 170 GWh/d.

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 задоволено търсенето на природен газ в страната. Интерконектор „България - Румъния“ (IBR) е с капацитет в посока България около 22,4 GWh/d, съгласно проекта за изменение на Общия метод за изчисление и оптимизация на капацитет. През IP Кулата/Сидирокастро от 01.01.2020 г. е осигурен капацитет за пренос към България в размер на 64,7 GWh/d. В края на 2019 г. бе открита и нова входна точка IP Странджа-2/Малкочкар с капацитет 567 GWh/d, както и бе въведен в експлоатация първият участък от проекта за разширение на газопреносната мрежа от българо - турската до българо - сръбската граница. Подземно газохранилище Чирен има капацитет на добив, около 40 GWh/d, достигащ в извънредни ситуации до 49 GWh /d. Общият капацитет от всички входно - изходни точки позволява да се покрият нуждите от природен газ от 170 GWh/d за всички защитени клиенти при екстремни температури в продължение на 7 - дневен пиков период, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години за всеки период от 30 дни на изключително голямо търсене на газ, както и в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура при среднестатистически зимни условия настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години, за период от 30 дни на изключително голямо търсене на газ. При необходимост може да се осигури пренос на природен газ към съседните страни в групата. Всичко това осигурява изискванията залегнали в чл.6 ал. 1 от Регламента.

Тип газ	Количеството газ, необходимо за осигуряване на спазването на стандарта		
	Стандарт: екстремни температури 7-дневно пиково търсене за газ	Стандарт: 30 дни на изключително голямо търсене на газ	Стандарт: 30 дни прекъсване в най-голямата единична газова инфраструктура
	Вероятност за поява веднъж на всеки 20 години [GWh]	Вероятност за поява веднъж на всеки 20 години [GWh]	Средни зимни условия [GWh]
E	170.0	340.0	560

5. Превантивни мерки

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

а) Поддържане на технически изправна и надеждна инфраструктура

В качеството си на оператор на газопреносната мрежа на Република България, „Булгартрансгаз“ ЕАД експлоатира, поддържа и развива газопреносната инфраструктура в страната. В изпълнение на законовите изисквания за тези дейности, операторът на газопреносна система е длъжен да я развива в унисон с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването и извън тях, когато това е икономически обосновано.

- Мерки, свързани с техническата изправност на газопреносната система

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 аварияен 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) 39 вида 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.

Съгласно Националната оценка на риска, най-застрашените елементи от газопреносната система са компресорните станции, точките на междусистемно свързване, подземното 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.

- Мерки, свързани с критичната инфраструктура, съгласно Директива 2008/114 ЕО

Обектите на газопреносната мрежа на България заедно с тръбопроводите и помпените станции са част от Енергийната критична инфраструктура определена съгласно Директива 2008/114 ЕО на Съвета, относно установяването и означаването на европейски критични инфраструктури (ЕКИ) и оценката на необходимостта от подобряване на тяхната защита. Те са обекти от стратегическо значение за националната сигурност и в същото време се явяват и Европейска критична инфраструктура, тъй като в повечето случаи свързват енергийна инфраструктурата на повече от една страна членка на ЕС. Всеки собственик/оператор на означена ЕКИ изготвя операторски план за сигурност на ЕКИ, с който се установяват елементите на ЕКИ и мерките за защита при различни видове опасности. Те включват постоянни мерки за сигурност, в които се определят необходимите инвестиции за сигурност и средствата, които да се използват по всяко време. Най-общо мерките са разделени в няколко групи: технически мерки, включително инсталиране на детектори, уреди за контрол на достъпа, защитни и предпазни средства; организационни мерки, включително процедури за сигнализиране и управление на кризи; мерки за контрол и проверка; мерки по отношение на комуникация; мерки за повишаване на осведомеността и обучението; мерки, по отношение на сигурността на информационните системи, както и степенувани мерки за сигурност, които могат да се привеждат в действие в зависимост от степента на различните рискове и заплахи. На най-важните обекти се организира физическа охрана, видео наблюдение, разполагане на сигнално охранителни системи и мерки за ограничаване физическият достъп на лица до съоръженията.

- 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) и SNTGN TRANSGAZ S.A. (Румъния) са подписали Меморандум за разбирателство относно реализацията на Вертикалния газов коридор. Документът цели сътрудничество между газовите компании за реализацията на коридора за двупосочен пренос на природен газ, който свързва газопреносните мрежесте 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. Като се отчита стратегическото значение на проекта за изграждане на междусистемната газова връзка Гърция - България за Вертикалния газов коридор, в инициативата е включена и проектната компания „Ай Си Джи Би“ АД. Този меморандум ще служи за основа за засилване на бъдещото сътрудничество по отношение на анализа на възможността за изграждане на необходимата газопроводна система, с цел пренос на природен газ до европейския пазар от Гърция през България, Румъния до Унгария и обратно.

През месец август 2018 г. в близост до КС „Лозенец“, „Булгартрансгаз“ ЕАД въведе в експлоатация новоизграден преносен газопровод (лупинг Лозенец – Недялско) с дължина 20 км, с което се постигна увеличаване на капацитета на съществуващата междусистемна свързаност между Турция и България, създаде се техническа предпоставка за двупосочен пренос на природен газ и се повишава сигурността на доставките. Извършените дейности по изграждането на отсечката са част от проект „Модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносната система“, определен като проект от общ интерес (PCI) 6.8.2 от Европейската комисия. С

изграждането на проекта, капацитетът за пренос на природен газ от България към Турция се увеличава от 14 bcm до 15.7 bcm годишно.

На 21.10.2019 г. бе открита нова входна точка на междусистемно свързване IP Странджа 2 / Малкочлар (вход), EIC 58Z-00000015-S2M, с капацитет за пренос 15.7 bcm/у. Наличният свободен капацитет на точката се предлага, чрез Регионалната платформа за резервиране на капацитет (RBP) от 01.01.2020 г.

- Мерки за разширяване на маршрутите за доставка на природен газ и източниците за доставки

Енергийната зависимост на България през 2018 г. и 2019 г., по отношение доставките на природния газ е много висока (достига 99%), тъй като местния добив в страната е незначителен. В страната има издадени множество концесии за добив на природен газ, като добивът от тези концесии е с ограничен ресурс и покрива незначителна част от годишното потребление на страната. Към момента сигурен източник на местен добив е находище Каварна - Изток в блок „Галата“, което има доказани извлекаеми запаси приблизително 3 724 – 4 255 GWh природен газ.

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. От месец юли 2012 г. компанията Total, в партньорство с Repsol и OMV, има издадено разрешение за търсене и проучване на нефт и газ в „Блок 1-21 Хан Аспарух“ в дълбоководната част на Черно море. През месец февруари 2016 г. бе подписан договор с компанията Shell за търсене и проучване на нефт и газ за срок от 5 години в „Блок 1-14 Силистар/Хан Кубрат“.

През месец март 2020 г., успешно приключи обвързващата фаза на пазарния тест за реализация на плаващо съоръжение за приемане, съхранение и регазификация на втечен природен газ (FSRU) в Александрополис. За този терминлал българската страна прие решение да участва, като миноритарен акционер в международната компания Терминалът е с проектен годишен капацитет за регазификация на 6,1 bcm природен газ и капацитет за съхранение 0,170 mcm втечен природен газ. Тези количества природен газ ще дадат възможност да се балансират нуждите не само на местния пазар, но и на българския, украинския, румънския, сръбския, унгарския и на пазара на Северна Македония. Сред потенциални източници за доставка са страни, производители на втечен природен газ, като Алжир, Катар, САЩ (като се разглеждат експортните възможности на американските компании – износители на втечен природен газ - Cheniere LNG и Tellurian LNG) и др. Също така се разглежда и бъдеща евентуалната възможност за доставка от Кипър и Израел, използвайки двата египетски експортни терминала, които се очаква да заработят при пълен капацитет през 2020/2021 г.

Проектът за изграждане на междусистемна газова връзка между Гърция и България е на финална фаза. В ход е строителството на газопровода, като същият предстои да бъде въведен в експлоатация през 2021г.

б) Други мерки, приети по причини, различни от оценката на риска, но с положително въздействие върху сигурността на доставките на България и двете рискови групи

В ход е проект за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България. Този проект обхваща множество различни дейности и обекти от газопреносната система, като реализирането на проекта се изпълняват поетапно. Основните дейности по този

проект са модернизация и рехабилитация на компресорни станции, инспекции за установяване и характеризиране на състоянието на газопроводите, ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции, разширяване и модернизация на съществуващата мрежа, внедряване на системи за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Изпълнението на този мащабен и всеобхватен проект ще допринесе за гарантиране на сигурен и надежден пренос на природен газ, подобряване на ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система и ще осигурят необходимите капацитети и налягания. С изпълнението на планираните дейности ще бъдат осигурени технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи през съществуващите и нови входни и изходни точки и възможности за разнообразяване на посоките за пренос в зависимост от пазарния интерес, ще бъде оптимизирано и управлението на газовите потоци.

в) Прилагане на непазарни мерки

„Непазарна мярка“ означава всяка мярка от страна на генериращите мощности или на товарите, която се отклонява от правилата на пазара или от търговските споразумения с цел да смекчи криза в газоснабдяването. Непазарните мерки се задействат в случай на криза в снабдяването с природен газ само като крайна мярка след изчерпване на всички други възможности, които пазарът предоставя, или когато е очевидно, че пазарните марки сами по себе си не са достатъчни за предотвратяване на допълнителното влошаване на състоянието по отношение на газоснабдяването. Тези мерки са необходими, пропорционални, недискриминационни и за определен период от време (временни), като Компетентният орган информира съответните заинтересовани страни в страната, относно тяхното прилагане.

Задължителните запаси от природен газ представляват една от непазарните мерки, както е посочено в приложение VIII към Регламент 2017/1938. Съгласно Закона за енергетиката задължителните запаси се поддържат от енергийни предприятия, които извършват икономическа дейност в областта на търговията с природен газ в чужбина и субекти, които внасят природен газ. Задължителните запаси от природен газ са активите на гореспоменатите предприятия, освен ако не представляват въз основа на сключен договор активите на предприятието, приемащо поръчката за поддържане на задължителни запаси.

Въз основа на Лицензия № Л-214-10/29.11.2006 г., издадена от ДКЕВР, „Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя услуги по съхранение на природен газ, чрез собствено подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“. Чрез съхраняваните в ПГХ „Чирен“ количества природен газ се компенсират главно сезонните неравномерности в потреблението в страната и при случаите на изменени договорени доставки на природен газ. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-30% от дневните нужди през студените зимни месеци. Нагнетените / добитите количества природен газ в / от газохранилището зависят от пазарната конюнктура и оптималните технически възможности на ПГХ „Чирен“, при спазване на правилата за безопасна експлоатация.

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 – топлофикационни дружества и крайни снабдители, като поддържат в началото на зимния сезон в ПГХ „Чирен“ природен газ с индикативен обем общо 290 тсг.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е длъжен да осигури капацитет за нагнетяване и да съхранява тези количества природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД съхранява количества природен газ в ПГХ Чирен, с максимален обем до 70 млн. м³ в изпълнение на заповед на министъра на енергетиката, издадена по реда на чл. 70 от ЗЕ за налагане допълнителни задължения към обществото. Количествата, определени в заповедта представляват резерв, необходим за осигуряване непрекъснатост на доставките, съгласно приложение VIII от Регламент 2017/1938.

В случай на криза при максимален капацитет за добив в размер на 3,82 тсm/d общо съхраняваните количества природен газ в размер на 547,8 тсm ще бъдат добивани около 4.5 месеца.

При задействане на превантивния план за действие и на плана за действие при извънредни ситуации, Министерството на енергетиката изпълнява мерките от следния индикативен и отворен списък само в случай на извънредна ситуация:

- Мерки, свързани с предлагането: използване на стратегически запаси от газ, принудително използване на запаси от алтернативни горива (напр. в съответствие с Директива ЕС 2018/1581 влязла в сила от 11.11.2018 г. и изменила досегашната Директива 2009/119/ЕО на Съвета (1)), принудително използване на електричество, произведено от други източници, различни от газ, принудително увеличаване на нивата на добив на газ, принудително изтегляне от хранилищата.

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

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 са проектите за разширение на газопреносната инфраструктура от българо - турската до българо - сръбската граница (етап 1 от газов хъб „Балкан“), междусистемните газови връзки с , Гърция, Сърбия и 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.

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, както и проектът за модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура за пренос на природен газ, който ще повиши нейната ефективност и надеждност. Капацитетът за съхранение би могъл да бъде повишен допълнително и с изграждането на ново газово хранилище в страната.

Приоритет за „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството му на комбиниран газов оператор, е ефективното изпълнение на проектите от „общ интерес“ на дружеството. В Четвъртия списък с проекти от „общ интерес“, публикуван от Европейската комисия са включени следните инфраструктурни проекти, планирани за изграждане на територията на България:

- Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“;
- Клъстер за развитие и укрепване на инфраструктурата, който да позволи изграждане на газов хъб „Балкан“;
- Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система;
- Междусистемна връзка България - Сърбия (IBS);
- Междусистемна връзка Гърция - България, (IGB).

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 „Транс - Балкан“.

7.1. Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019 – 2028 г., за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

1. Преоборудване на горивните системи на 5 броя газотурбинни агрегата (ГТА) с ниско емисионни горивни камери;
2. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик;
3. Придобиване дялово участие в терминал за втечен газ в Александрополис;
4. Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“;

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

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

- Нови източници на природен газ;

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

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

Газоразпределителният център „Балкан“ би могъл да разчита на:

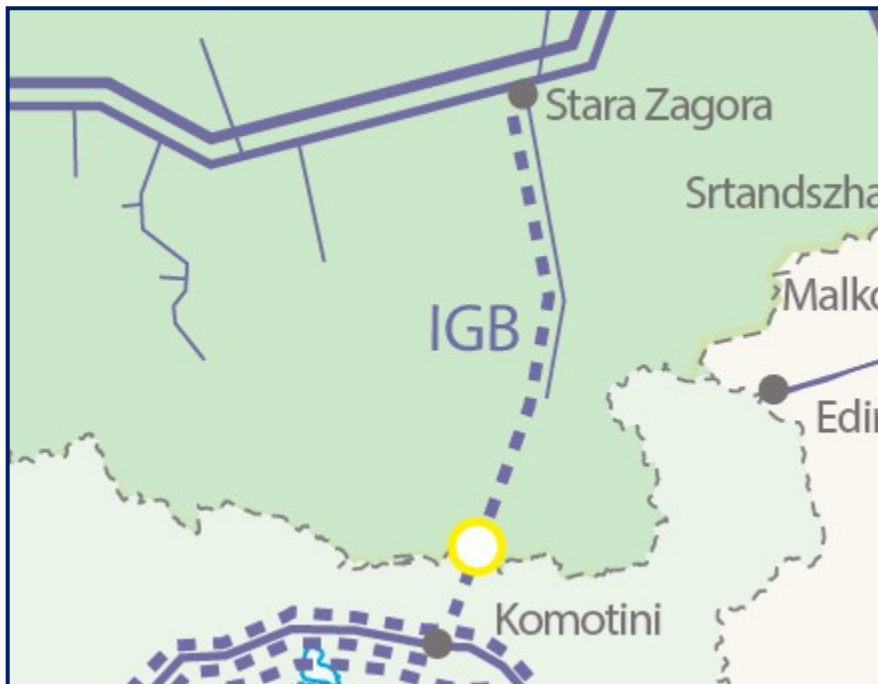
- природен газ, добиван в шелфа на Черно море, в българския и румънския участъци;
- природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) ;
- руски природен газ през новоизграденния морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет и по действащото към момента трасе;
- LNG от терминалите в Гърция и Турция, в т.ч. терминала край Александруполис.

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

7.3. Проекти за изграждане на междусистемни газови връзки

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

Интерконекторът Гърция - България –(IGB) е включен като приоритетен проект от общ интерес за ЕС и като част от газов хъб „Балкан“ в рамките на 4 –ти списък от 2019 г. с проекти по Регламент на ЕС 347/2013, относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура. Проектът е приоритетен и в рамките на инициативата на ЕС за междусистемна свързаност в Централна - Югоизточна Европа (CESEC)



Междусистемната газова връзка Гърция – България е проектирана за пренос на природен газ между Гърция и България, чрез свързване с газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора, с газопреносната мрежа на DESFA S.A. и с газопровода TAP, в района на гр. Комотини, Гърция.

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

На територията на България се предвижда възможността за изграждане на отклонение до района на гр. Кърджали.

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

Проектът се реализира от регистрираното в Р. България смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с равно участие на БЕХ ЕАД и IGI Poseidon (регистрирано в Р. Гърция) смесено дружество, с равно участие на DEPA SA. и Edison International Holding N.V.). Предвижда се инвестиционното дружество да изгради, да притежава газопровода, да бъде лицензирано и сертифицирано като негов оператор, да разпределя неговия капацитет и да получава приходите от пренос на природен газ. Реализацията на проекта е свързана с политиката на страната, насочена към осигуряване на инфраструктура за достъп до алтернативни източници и маршрути за доставки на природен газ и осигуряване на физическа свързаност на страната с Южния газов коридор.

Интерконекторът Гърция - България се реализира в синергия и с други бъдещи проекти в региона, включително терминала за втечен природен газ при Александрополис. България участва чрез "Булгартрансгаз" като акционер в неговото изграждане. Така ще можем да си осигурим доставки и от по-далечни дестинации, включително и от САЩ, Египет, Азербайджан, Турция и др.

Проектът е на финална фаза. В ход е строителството на газопровода, като същият предстои да бъде въведен в експлоатация през 2021г.

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

Съоръжението ще бъде свързано с националната система за пренос на природен газ на Гърция, по която в последствие природният газ ще може да се пренася до потребителите в Гърция и други страни. За България природният газ може да постъпва посредством газовата връзка Гърция – България (IGB) или през съществуващата междусистемна свързаност с Гърция. Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция на 6,1 bcm годишно. Капацитетът за съхранение е 0,170 mcm.

В Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. е предвидено 20% акционерно участие на българския газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД в проектната компания. С решение на МС №6/08.01.2020 г. е потвърдено придобиването на 20% от акционерния капитал на „Gastrade“ S.A. Предвижда се търговската експлоатация на съоръжението да започне през 2022 г.

Договорът между "Булгаргаз" и SOCAR за доставка на 1 млрд. куб. м. газ от находището Шах Дениз - 2 от 2020 г., имащ ключово значение за осъществяване на приоритетите на България в енергийната област, ще стане възможен след реализиране на връзката между България и Гърция.

7.3.2 Междусистемна газова връзка България – Румъния

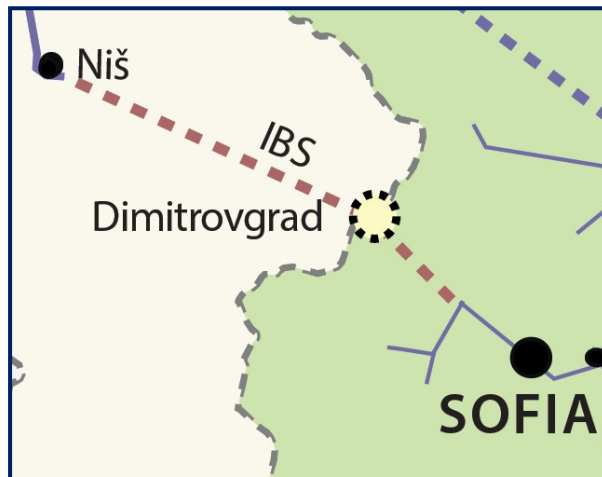
Проектът е изпълнен съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Трансгаз“ С.А., съгласно подписан на 01.06.2009 г. Меморандум за разбирателство.

Обща стойност на проекта е определена на 23, 823 млн. евро. Съгласно Решение на ЕК С(2010)5962 от 06.09.2010 г., на двете компании е отпусната безвъзмездна финансова помощ по „Европейската енергийна програма за възстановяване“ /ЕЕПВ/ в размер до 8,9 млн. евро. Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,1 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 bcm/y (в посока от България към Румъния), а минималният 0,5 bcm/y, (в посока от Румъния към България) диаметър на тръбата Dn 500 мм и работно налягане Pn 50 bar.

Газопроводът е въведен в експлоатация през 2016 г. за пренос на газ към Румъния. Завършването на компресорната станция "Подшоар" на румънска територия, е част от междусистемната газова връзка България – Румъния и е от ключово значение за постигане на реверсивен поток между двете държави и оптимални условия за функциониране на връзката. От месец ноември 2019 г. компресорната станция "Подшоар" е в експлоатация. Към момента интерконекторната връзка между България и Румъния позволява подаване на природен газ в двете посоки.

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

Междусистемната газова връзка България – Сърбия (IBS) се предвижда, като реверсивна връзка, която ще свързва националните газопреносни мрежи на Република България и Република Сърбия. Газопроводът ще е с обща дължина около 170 км от гр. Нови Искър, Република България до гр. Ниш, Република Сърбия, от които около 62 км на българска територия. След изграждането ѝ, газовата връзка ще бъде с пропускателна способност 1,8 mcm/y с възможност и за реверсивен поток.



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

Междусистемната връзка България – Сърбия е проект от общ интерес за Европейския съюз, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 (PCI), както и проект от взаимен интерес за Енергийната общност (PECI).

7.3.4. Междусистемна връзка България - Северна Македония

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

Развитието на междусистемната свързаност между Република България и Република Северна Македония ще допринесе за повишаване на енергийната сигурност и за интегриране на енергийните пазари. В тази връзка са подписани:

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

Разглеждан вариант за изграждане на връзката по трасето Петрич - Струмица.

7.4. Разширение на газопреносната инфраструктура в участъка от българо - турската до българо - сръбската граница и концепция за изграждане на газов хъб.

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

Проектът за разширението на националната газопреносна инфраструктура е приоритет на българското правителство. С неговата реализацията се цели повишаване сигурността на доставките на природен газ от различни източници, засилване на конкуренцията и прозрачността на пазара с природен газ, което от своя страна да окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ.

Като ключов проект за пазарната интеграция той ще допринесе за гарантиране на доставките на пр. газ за страната и за региона, като същевременно ще допринесе за

създаването реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите и възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през България.

Първият етап от проекта включва преносен газопровод с дължина около 11 (единадесет) км и диаметър 1220 мм и Газоизмервателна станция, разположена непосредствено до Компресорна станция „Странджа“, които са въведени в експлоатация в края на 2019 година.

Основната част от проекта включва изграждане на преносен газопровод до българо - сръбската граница с дължина 474 km и диаметър 1220 mm, а за цялостната реализация на проекта са предвидени да бъдат изградени и две компресорни станции. койно етап е в процес на изпълнение.

7.5. Модернизация, рехабилитация и разширение на българската газопреносна система, ПОИ 6.8.2

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

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

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

Дейностите по проекта са разпределени в три времеви фази:

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

Етап 1 на модернизация на 4 компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“, КС „Петрич“, КС „Странджа“), чрез интегриране на 6 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати, ГТКА. -Изграждане на газопровод КС Лозенец – ОС Недялско (~ 20 км.), като част от предвидените по проекта дейности за разширение на газопреносната мрежа.

Провеждане на инспекции.

Внедряване на софтуерни системи (PIMS и GIS) за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

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

Етап 2 от модернизацията на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя ГТКА в 3 компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Петрич“, КС „Ихтиман“).

Рехабилитация и подмяна на участъци от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км.

Провеждане на инспекции.

Внедряване на допълнителен софтуер.

Дейностите от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2 се изпълняват със собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД и безвъзмездно финансиране от Механизма за свързване на Европа (CEF).

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

7.6. 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.

7.6.1. Проект за разширение на ПГХ „Чирен“ (ПОИ 6.20.2)

ПГХ „Чирен“ е единственото газохранилище на територията на страната. Проектът за неговото разширение се състои в поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по - големи дебита 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 добив и нагнетяване до 8–10 mcm/day.

ПГХ „Чирен“ е ключов инструмент за функционирането на газовия пазар в Република България, чрез който се компенсират 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.

Паралелно с реализацията на разширението на хранилището ще бъде извършена рехабилитация и разширение на капацитета на националната газопреносна мрежа (основно Северен полупръстен), с която хранилището е свързано, с оглед възможността да бъде осигурен преноса на по-големите дневни количества за добив и нагнетяване.

7.6.2. Идея за изграждане на второ газохранилище на територията на България

За гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия пазар, в България се проучват възможностите за изграждане на ново газово хранилище. Развитието на газовата инфраструктура в региона включително проектите от разширяване на националната преносна мрежа, планираните нови междусистемни газови връзки и други големи трансгранични газови проекти, обуславят необходимостта в дългосрочен аспект от осигуряването на допълнителен капацитет за съхранение и респективно обосновават изпълнението на проекти за газохранилища.

Без да се изключва действащото подземно газово хранилище „Чирен“, едно ново хранилище би могло да обслужва не само националния, но и регионалния газов пазар след планираното изграждане на новите междусистемни връзки със съседните страни. То би могло да бъде изградено в подходяща геоложка структура - в изтощени газови находища (на сушата или в морето), в солни тела (каверни) или във водоносен пласт. Трябва обаче да се има предвид, че изграждането на едно ново подземно газово хранилище, от началото на геологопроучвателните дейности до влизането му в редовна експлоатация би отнело не по - малко от 7 - 8 години.

7.7. Местният добив в Черно море

Местният добив в Черно море е една от най-реалните форми на диверсификация на източниците на енергийни ресурси. Местните ресурси ще съдействат за повече енергийна независимост и по - добра ликвидност на борсата за търговия с природен газ.

Предварителните проучвания в блока дават основание да се направи и сондаж, което е оптимистична перспектива. България заедно с Европейската комисия е разработила концепция за изграждане на газоразпределителен център и един от възможните източници за захранването му е местният добив от 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. Информацията относно всички задължения за обществени услуги, свързани със сигурността на доставките на природен газ.

Съгласно Глава шеста „Задължения към обществото“ от Закона за енергетиката, 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) Министерът 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.

Съгласно чл. 181, т. 1 от Закона за енергетиката, договорите за природен газ се сключват при регулирани от комисията цени за услуги от обществен интерес по преноса, разпределението и доставката на природен газ и при свободно договаряни между страните цени – извън вече посочените.

Изискването за прозрачност на общите условия на договорите за доставка и пренос на природен газ по разпределителна мрежа, предвидени в ЗЕ, е въведено от чл. 38 а – 38 з, чл. 183 а и 183 б от ЗЕ и Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката.

Съгласно чл. 180 от 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, доколкото доставчикът спазва Правилата за търговия с природен газ и изискванията за сигурността на доставките.

Регламентирани са и допълнителни мерки за защита на потребителите, предвидени в Директива 2009/72 и Директива 2009/73, приложими в условията на пълна либерализация на енергийните пазари: предвижда се обществените снабдители да изпълняват функциите на крайни снабдители с електроенергия. Крайният снабдител е лицензирано енергийно предприятие, снабдяващо клиенти с електрическа енергия или природен газ, които не са се възползвали от правото си да избират лицето, от което закупуват електрическа енергия или природен газ. Крайните снабдители са натоварени с функцията да снабдяват, при публично оповестени общи условия, обекти на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа в съответната лицензионна територия, когато тези клиенти не са избрали друг доставчик. В тези случаи се запазва регулирането на цените от Комисията за енергийно и водно регулиране.

По този начин е създадена защита за непрекъсваемост на снабдяването за посочените категории потребители, които не са упражнили правото си да изберат доставчика си.

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, като същевременно имат правото да извършват сделки по свободно договорени цени на нерегулирания пазар.

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.

Съгласно съществуващото национално законодателство (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.

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.

Оценката на риска се извършва въз основа на елементите, посочени в Регламент (ЕС) № 2017/1938 за съответната рискова група. След оценката се изготвят планове с мерки за смекчаване на последиците от евентуално прекъсване на доставките в рисковата група.

3 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 планове за действие. Компетентен орган за вземане на решения за въвеждане на ограничителен режим за територията на страната е министърът на енергетиката или оправомощен от него заместник - министър. Министърът на енергетиката съобщава въвеждането на ограничителния режим или на ограничителните условия по ал. 1 - 3 на Комисията (КЕВР), на Европейската комисия - в случаите, предвидени в наредбата по чл. 9, ал. 4, и го обявява чрез средствата за масово осведомяване. Кметовете определят ограничителния режим на топлинна енергия и природен газ на територията на общината след съгласуване с министъра на енергетиката в съответствие с наредбата по чл. 74, ал. 1 .

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) е национален регулаторен орган който издава, изменя, допълва, спира, прекратява и отнема лицензии за производство на електрическа и/или топлинна енергия, за пренос на електрическа енергия, топлинна енергия или природен газ, за разпределение на електрическа енергия или природен газ, за съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение и/или втечняване на природен газ или внасяне, разтоварване и регазификация на втечнен природен газ в съоръжение за втечнен природен газ, за търговия с електрическа енергия, за организиране на борсов пазар на електрическа енергия, за обществена доставка на електрическа енергия или природен газ, за снабдяване с електрическа енергия или природен газ от крайни снабдители, за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителни мрежи на железопътния транспорт, за доставка на електрическа енергия от доставчик от последна инстанция.

КЕВР определя правилата за достъп до електропреносната и газопреносната мрежа, съответно до електроразпределителната и газоразпределителната мрежа и съоръженията за съхранение на природен газ, включително норми за качество на услугите и доставките, и при необходимост ги преразглежда с оглед осигуряване на ефективен достъп.

Сертифицира операторите на електропреносната мрежа и на газопреносни мрежи за спазване на изискванията за независимост, наблюдава тяхното спазване и изпраща съответните уведомления до Европейската комисия.

Изисква от операторите на преносни и разпределителни мрежи при необходимост да направят предложение за изменение на правилата и общите условия на договорите, предвидени в ЗЕ, които се одобряват от комисията по тяхно предложение.

Извършва контрол по преминаването от пазар по регулирани цени към организиран пазар по свободно договорени цени в съответствие с правилата за търговия с електрическа енергия.

Съгласно промените в Закона за енергетиката от 08.10.2019 г. енергийният регулатор одобрява Платформа за търговия с природен газ по предложение на оператора на газопреносната мрежа. Според изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014 за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи, за възлагането на поръчки за краткосрочни стандартизирани продукти, операторът на преносната система търгува на платформа за търговия, се посочва в доклада на работната група.

Платформата трябва да отговаря на определени критерии – осигуряване на достатъчна поддръжка през целия газоден за ползвателите на мрежата и за операторите на преносни системи; осигуряване на прозрачен и недискриминационен достъп; предоставяне на услуги при условия на равнопоставеност, осигуряване на анонимност на търговията до сключването на сделка, предоставяне на всички търговски участници на подробна информация за текущите оферти за покупка и продажба. В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕС) №312/2014 операторът на газопреносна мрежа - „Булгартрансгаз“ ЕАД, е определил платформата за търговия на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД съответстваща на изискванията и критериите на Регламента.

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 (плановете). Плановете предвиждат поетапен 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 планове.

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 по време на провела се съвместна среща в Букурещ, Румъния.

Развитието на пазара на природен газ в региона през последните години е свързано с очаквания за ръст на консумацията в съседните на България страни. От една страна това се основава на действащите дългосрочни договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление и от друга – на развитие на пазара, предвид възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор (включващ изграждащите се газопроводи TANAP и TAP и възможност за доставка от Азербайджан), както и потенциала на местния добив. Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови връзки между газопреносните системи на България с, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния, създаване на газов хъб „Балкан“, както и разширение и модернизация на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с цел адаптирането ѝ към значимите проекти в региона. В изпълнение на европейските и национални нормативни изисквания, в съзвучие с добрите практики на европейския газов пазар и политиката си за прозрачност, „Булгартрансгаз“ ЕАД прие Десетгодишен план за развитие на мрежите на Дружеството, който обхваща периода 2019 – 2028 г. Неговото изпълнение ще доведе до повишаване сигурността на доставките на природен газ не само за България но и за цялата рискова група. Принос за това има и реализирането на концепцията за Газов Хъб „Балкан“, която е в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и в пълно съответствие с плановете за развитие на газовата инфраструктура в Югоизточна Европа, в посока подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ. Проектът е в съответствие с нуждите на региона, идентифицирани от Групата на високо равнище за газова свързаност на Централна и Югоизточна Европа, както и от Европейската стратегия за Енергиен съюз.

Важна роля за регионалната стабилност имат проектите за модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносната мрежа в България които са проекти от общ европейски интерес (POI) по смисъла на Регламент 347/2013, а предвид обвързаността на проектите с интерконекторните връзки IGB, IBS и IBR, са включени в списъка с приоритетни проекти на Групата на високо равнище за изграждането на газовите връзки в Централна и Югоизточна Европа - Central and South Eastern Europe Gas Connectivity (CESEC) и в Плана за действие към нея - CESEC Action Plan.

Република България има интерес и ще 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.

Планира се да бъде изградена и въведена в експлоатация нова междусистемна газова връзка със Сърбия.

Проектът за изграждане на междусистемна газова връзка между Гърция и България е на финална фаза. В ход е строителството на газопровода, като същият предстои да бъде въведен в експлоатация през 2021г.

През България ще преминават и ключови трансгранични газопроводи, които ще се свържат със съществуващата газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С

реализирането на плановете на Дружеството, газовата инфраструктура на България ще свърза общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток, Източния средиземноморския басейн и Северна Африка. Като резултат ще бъдат гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България. 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. Регионална рискова група „Транс-Балкан“ (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 2 D_{max} на страните членки

Страни членки	D_{max} (M(S)m ³ /d) ⁽¹⁾
България	16.06
Гърция	27.93
Румъния	72

За трансбалканската рискова група най-голяма газова инфраструктура от общ интерес е точката за взаимно свързване Орловка – Исакча. За изчисляване на стандарта N-1, целият регион на трите 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 и Гърция като един регион, който има няколко входни точки (ЕП). Mediesu (EP1) и Исакча (EP2) са входни точки към Румъния за руски газ, транзитиран през Украйна. Част от газа, влизащ в Исакча, преминава през Румъния към България и влиза през Негру Вода I и Негру Вода II и III. От България газта тече към Гърция, в посока Петрич - Сидирокастро. Csanadpalota (EP3) е входната точка за Румъния от Унгария, а Кипи (EP4) е входната точка за Гърция от Турция. В таблицата по-долу (Таблица 3) са показани максималния входящ капацитет (данни за 2019 г. в M (S) m³ / d) на региона източна рискова група „Транс-Балкан“. Добавена е още една входна точка Стрнджа-2/Малкочлар (EP5), пусната в експлоатация в началото на 2020 г.

Таблица 3 Максимален технически капацитет на входните точки на региона към 2019 г., M(S)m³/d

¹ Стойностите са предоставени от националните компетентни органи, с изключение на цифрата на Гърция, която е оценена от JCR въз основа на статистическо моделиране на националното търсене (т.е. модел на регресия между националната средна дневна температура и националното търсене). Методологията и изчисленията за D_{max} за Гърция са включени в Националната оценка на риска, която е представена на ЕК.

Украйна→ Румъния		Унгария→ Румъния		Турция → Гърция		Турция → България	
EP 1	EP 2	EP 3		EP 4		EP 5	
Mediesu	Исакча	Csanadpalota		Кипи		Странджа-2/Малкочлар	
11	23.6	4.8		4.5		15.7	
	18.8*						
	50.4*						
113.1 (общо) /128.8 с добавяне на EP5/							

Таблицы 4 и 5 обобщават всички по-горе параметри, използвани за изчисляване на N-1 в оценката на Трансбалканския риск с и без мерките за търсене, посочени в **Таблица 6** (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 2019 - 2022 г. и като се вземат предвид новите планирани промени в инфраструктурата и производството в региона.

Таблица 4 Изчисляване на формулата N-1 за рисковата група „Транс-Балкан“, 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)

	2019		2020		2021		2022*	
	M(S)m ³ /d	GWh/d**	M(S)m ³ /d	GWh/d	M(S)m ³ /d	GWh/d	M(S)m ³ /d	GWh/d
EP_m (tot)	113.10	1,195.47	113.10	1,195.47	110.50	1,167.99	137.40	1,452.32
България	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.60	154.32
Гърция	4.50	47.57	4.50	47.57	4.50	47.57	9.60	101.47
Румъния	108.60	1,147.90	108.60	1,147.90	106.00	1,120.42	113.20	1,196.52
P_m (tot)	26.16	276.51	26.55	280.63	47.70	504.19	47.04	497.21
България	0.16	1.69	0.55	5.81	1.10	11.63	1.64	17.33
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	26.00	274.82	26.00	274.82	46.60	492.56	45.40	479.88
S_m (tot) (100% filled)	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45
България	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82
S_m (tot) (30% filled)	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85
България	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54
LNG_m (tot)	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
България	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Гърция	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51

Румъния	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I_m	92.80	980.90	92.80	980.90	90.20	953.41	90.20	953.41
D_{max} (tot)	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01
D_{eff}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N-1 (%) (100% filled)	86.14%		86.47%		104.71%		127.33%	
N-1 (%) (30% filled)	66.92%		67.26%		85.49%		108.11%	

Таблица 5: Изчисляване на формулата N-1 за рискова група „Трансбалканска“с включително D_{eff}

	2019		2020		2021		2022*	
	M(S)m ³ /d	GWh/d	M(S)m ³ /d	GWh/d	M(S)m ³ /d	GWh/d	M(S)m ³ /d	GWh/d
EP_m (tot)	113.10	1,195.47	113.10	1,195.47	110.50	1,167.99	137.40	1,452.32
България	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.60	154.32
Гърция	4.50	47.57	4.50	47.57	4.50	47.57	9.60	101.47
Румъния	108.60	1,147.90	108.60	1,147.90	106.00	1,120.42	113.20	1,196.52
P_m (tot)	26.16	276.51	26.55	280.63	47.70	504.19	47.04	497.21
България	0.16	1.69	0.55	5.81	1.10	11.63	1.64	17.33
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	26.00	274.82	26.00	274.82	46.60	492.56	45.40	479.88
S_m (tot) (100% filled)	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45
България	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82
S_m (tot) (30% filled)	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85
България	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54
LNG_m (tot)	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
България	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Гърция	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
Румъния	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I_m	92.80	980.90	92.80	980.90	90.20	953.41	90.20	953.41
D_{max} (tot)	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01
D_{eff}	5.72	60.50	5.72	60.50	5.72	60.50	5.72	60.50
N-1 (%) (100% filled)	90.61%		90.96%		110.14%		133.94%	
N-1 (%) (30% filled)	70.39%		70.75%		89.93%		113.72%	

* IBS+ITB+TAP

Резултатите от изчисленията на N-1 за 2019 - 2022 г., както са представени в таблица 4, показват, че в случай на прекъсване на общата най-голяма газова инфраструктура (точка на свързване Орловка - Исакча), 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) само след 2021 г. (като се вземат предвид 100% от обема на подземния работен газ). Както може да се види, за 2019 г. и 2020 г. формулата N-1 дава резултат по-малък от 100% (Таблица 4), в случай, че обемът на подземния работен газ се счита за равен на 30%, N-1 формулата става по-ниска от 100% и за 2022 г. Когато се вземат предвид мерките за търсене, индексът N-1, представен в таблица 5, се подобрява с 4 до 6% (в абсолютни цифри) за годините 2019 - 2022; въпреки това формулата N-1 все още дава резултат, по-нисък от 100% за същите години, както в случаите на неприлагане на мерки за търсене. В подхода, представен в таблици 4 и 5, се приема, че ЕРm включва общото количество газ, влизащо в региона, без да се взема предвид, че част от този газ е само за транзит. Регионът понастоящем включва две изходни точки (EXP) на газ за съседните страни, т.е. изходната точка към Турция при Малкочлар (EXP1) и изходната точка към Северна Македония при Жидилово (EXP2).

Таблица 6 Мерки свързани с предлагането и търсенето

Мерки, свързани с предлагането:	Мерки от страна на търсенето:
<ul style="list-style-type: none"> -използване на запаси от природен газ; -принудително използване на запаси от алтернативни горива (напр. в съответствие с Директива 2009/119/ЕО на Съвета (1)); -принудително използване на електричество, произведено от други източници, различни от газ; -принудително увеличаване на нивата на добив на газ; -принудително изтегляне от хранилищата. 	<ul style="list-style-type: none"> -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.

Максималният технически капацитет на изходните точки е представен в таблица 7 (данни за 2019 г., в М (S) m³ / d). По този начин, като се има предвид съществуването на тези изходни точки, може да се приеме и друг подход за изчисляване на N-1; от общото количество газ, влизащо в региона, количеството транзитен газ се дисконтира, т.е. 46,88 М (S) m³ / d се изваждат от формулата N-1. След прилагането на втория подход и както се вижда от резултатите, получени от таблици 8 и 9, разчитането на транзитен газ изглежда е от съществено значение за формирането на индекса N-1 за региона на Балканите, поне за 2021 г. и 2022 г., където стандартът за инфраструктура N-1 е над 100% (виж също таблици 4 и 5). В

случай че транзитните потоци се дисконтират (потоци, ангажирани към съседите надолу по веригата - Турция и Северна Македония), индексът N-1 е под 100%, дори в случай, че се прилагат мерки за търсене през периода 2019-2022.

Таблица 7 Максимален технически капацитет (в М (S) m³ / d) на изходните точки на региона към 2019 г.

България → Турция	България → Северна Македония
EXP1	EXP2
Малкочлар	Жидилово
44.35	2.53
46.88 (total)	

Таблица 8 Изчисляване на формулата N-1 за рисковата група „Транс-Балкан“, с изключение на транзитния газ (2-ри подход) и без включване на Deff.

	2019		2020		2021		2022*	
	(S)mcm/d	GWh/d	(S)mcm/d	GWh/d	(S)mcm/d	GWh/d	(S)mcm/d	GWh/d
EP_m (tot)	113.10	1,195.47	113.10	1,195.47	110.50	1,167.99	137.40	1,452.32
България	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.60	154.32
Гърция	4.50	47.57	4.50	47.57	4.50	47.57	9.60	101.47
Румъния	108.60	1,147.90	108.60	1,147.90	106.00	1,120.42	113.20	1,196.52
ExitP_m (tot)	46.88	495.52	46.88	495.52	46.88	495.52	46.88	495.52
EXP1	44.35	468.78	44.35	468.78	44.35	468.78	44.35	468.78
EXP2	2.53	26.74	2.53	26.74	2.53	26.74	2.53	26.74
P_m (tot)	26.16	276.51	26.55	280.63	47.70	504.19	47.04	497.21
България	0.16	1.69	0.55	5.81	1.10	11.63	1.64	17.33
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	26.00	274.82	26.00	274.82	46.60	492.56	45.40	479.88
S_m (tot) (100% filled)	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45
България	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82
S_m (tot) (30% filled)	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85
България	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54
LNG_m (tot)	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
България	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Гърция	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
Румъния	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I_m	92.80	980.90	92.80	980.90	90.20	953.41	90.20	953.41
D_{max} (tot)	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01
D_{eff}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

N-1 (%) (100% filled)	45.72%	46.06%	64.29%	86.91%
N-1 (%) (30% filled)	26.50%	26.84%	45.07%	67.70%

Таблица 9 Изчисляване на формулата N-1 за рисковата група „Транс-Балкан“, с изключение на транзитния газ (2-ри подход) и с включено Deff

	2019		2020		2021		2022*	
	(S)mcm/d	GWh/d	(S)mcm/d	GWh/d	(S)mcm/d	GWh/d	(S)mcm/d	GWh/d
EP_m (tot)	113.10	1,195.47	113.10	1,195.47	110.50	1,167.99	137.40	1,452.32
България	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.60	154.32
Гърция	4.50	47.57	4.50	47.57	4.50	47.57	9.60	101.47
Румъния	108.60	1,147.90	108.60	1,147.90	106.00	1,120.42	113.20	1,196.52
ExitP_m (tot)	46.88	495.52	46.88	495.52	46.88	495.52	46.88	495.52
EXP1	44.35	468.78	44.35	468.78	44.35	468.78	44.35	468.78
EXP2	2.53	26.74	2.53	26.74	2.53	26.74	2.53	26.74
P_m (tot)	26.16	276.51	26.55	280.63	47.70	504.19	47.04	497.21
България	0.16	1.69	0.55	5.81	1.10	11.63	1.64	17.33
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	26.00	274.82	26.00	274.82	46.60	492.56	45.40	479.88
S_m (tot) (100% filled)	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	351.45	33.25	51.45
България	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64	3.75	39.64
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82	29.50	311.82
S_m (tot) (30% filled)	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85	10.96	115.85
България	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30	2.11	22.30
Гърция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Румъния	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54	8.85	93.54
LNG_m (tot)	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
България	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Гърция	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51	20.20	213.51
Румъния	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
I_m	92.80	980.90	92.80	980.90	90.20	953.41	90.20	953.41
D_{max} (tot)	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01	115.99	1,226.01
D_{eff}	5.72	60.50	5.72	60.50	5.72	60.50	5.72	60.50
N-1 (%) (100% filled)	48.09%		48.45%		67.63%		91.42%	
N-1 (%) (30% filled)	27.88%		28.23%		47.41%		71.21%	

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 е пряко свързана в частност за действията, които възнамерява да предприеме. Компетентният орган уведомява останалата част от рисковата групата само при обявяване на аварийно ниво. Въпреки това, за да се подобри координацията, ако компетентен орган на украинската и / или трансбалканската рискова група декларира определено ниво на криза, той информира останалите членове в групата, едновременно с Комисията.

Освен това, 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 с Украйна (Дроздовичи, Ужгород, Берегово, Теково или Орловка);
- намаляване на потока на руски 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 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 ENTSOG/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 „Транс-Балкан“ принадлежат на Екип - Изток. ReCo Екип - Изток е стартиран през ноември 2017 г., а Open Grid Europe (немски TSO) е назначен за фасилитатор до ноември 2019 г. Като следващ фасилитатор (до ноември 2021 г.) е назначен Fluxys (белгийски TSO). 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 ENTSOG. 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

Инфраструктурни мерки за засилване на взаимовръзките между съседните държави - членки

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, както и на регионалното използване на съществуващите съоръжения за съхранение и за ВПГ, по целесъобразност, с цел да се поддържа доставката на газ за всички клиенти, доколкото е възможно.

Всички превантивни непазарни мерки, например посочените в приложение VIII, приети на или след 1 ноември 2017 г., са част от превантивния план за действие, отговарят на критериите, посочени член 6, параграф 2, и на десетгодишният план за развитие на мрежата в рамките на целия Съюз, който се разработва от ЕМОПС за газ съгласно член 8, параграф 10 от Регламент (ЕО) № 715/2009.

Потенциалът за по - ефикасни и по - евтини мерки, чрез регионално сътрудничество досега не беше напълно използван. Това е свързано не само с по - добра координация на националните действия за смекчаване на последиците при извънредни ситуации, но и с националните превантивни мерки, като например съхранение в национален мащаб или политики, свързани с ВПГ, които могат да са от стратегическо значение в някои региони на Съюза.

Като се има предвид, че подобни мерки могат да бъдат особено опасни за сигурността на доставките на газ за други държави членки или за Съюза, тяхното влизане в сила е целесъобразно само след като Комисията ги одобри или измени в съответствие с решение на Комисията.

Важна превантивна мярка представлява планираните дейности на Дружеството в периода 2019 - 2023 г., които ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД ще положи усилия да осигури необходимия трансграничен капацитет, който би позволил двупосочност на преноса на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в зависимост от развитието на газовия пазар в Европа и страната. „Булгартрансгаз“ ЕАД е компания, работеща в условията на динамично променяща се среда и се стреми да развива ефективно инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в България в унисон с националните, регионалните и общоевропейски приоритети, цели и стратегии за постигане на сигурност, стабилност, диверсификация, пазарна интеграция, конкуренция и либерализация.

Приоритетните дейности за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 г. са:

- Разширение на газопреносната инфраструктура в участъка от българо - турската до българо - сръбската граница;
- Поддържане на технически изправна, надеждна и ефективна основна и спомагателна газова инфраструктура;
- Модернизация, рехабилитация и разширение на газопреносната мрежа и съоръжения към нея;

- Развитие на междусистемната свързаност;
- Разширение на капацитета за съхранение на природен газ;
- Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет. В обхвата на обект „Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет“ е предвидена за изпълнение поръчка: „Доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“. С реализирането на тази поръчка ще се въведе и използва утвърдена на европейския газов пазар платформа за обезпечаване дейностите по търговско диспечирание, свързани с регистриране на ползвател и сключване на договор, управление на капацитет, администриране на заявките, процедури по сравнение, разпределение на количества, балансиране, сетълмент и фактуриране и др., отнасящи се до основната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД - пренос на природен газ и отношенията „оператор на газопреносна система - мрежови ползвател“.

Предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки с Гърция и Сърбия.

Проектът за изграждане на междусистемна газова връзка между Гърция и България е на финална фаза. В ход е строителството на газопровода, като същият предстои да бъде въведен в експлоатация през 2021г.

Планира се през България да преминават и ключови трансгранични газопроводи, които ще се свържат със съществуващата газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С реализирането на плановете на Дружеството, газовата инфраструктура на България ще свърза общият европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток, Източния средиземноморски басейн и Северна Африка. Като резултат ще бъдат гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през България.

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

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

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

Реализирането на тези инфраструктурните проекти, ще доведе до постигане диверсификация между страните в Балканския регион, с което ще се постигне значително намаляване на въздействието на повечето от избраните рискови сценарии, ще въздействат за благоприятно икономическо развитие и ефикасност на държавите - членки на рисковата група, както и върху опазване на околната среда в региона.

В изпълнение на изискванията на Директива 2008/114/ЕО относно установяването и означаването на европейски критични инфраструктури и оценката на

необходимостта от подобряване на тяхната защита България, Румъния и Гърция са определили за ЕКИ от газопреносната мрежа 13 обекти на „Булгартрансгаз“ ЕАД. В изпълнение на съюзните си ангажменти в рамките на ЕС и НАТО, страните работят активно по въпросите свързани с енергийната сигурност на съюза. Това им позволява мерките за защита на инфраструктурата, която е от ключово значение за сигурността на доставките, във връзка с упражнявания контрол на субекти от трети държави извън територията на ЕС да се прилагат колективни мерки за защита на доставките когато сигурността им не може да бъде постигната само с пазарни мерки.

Изготвили:

Работна група определена със Заповед № РД-16-457/27.08.2018 г. на министъра на енергетиката

23.12.2020 г.

Министерство на енергетиката

Република България