

## ПРЕВАНТИВЕН ПЛАН ЗА ДЕЙСТВИЕ

Настоящият план е изготвен на основание чл. 72а, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката и съгласно изискванията на член 5, параграф 1 от Регламент (ЕС) №994/2010 на Европейския парламент и Съвета от 20 октомври 2010г. относно мерките за гарантиране сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета (Регламента).

**I.** Резултати от оценката на риска за сигурността на доставките, изготвена по силата на чл. 9 от Регламента.

### 1. Методология за оценка на риска

Използваната методика за оценка на риска се основа на последователен анализ на следни елементи:

<b>Оценка на ситуацията</b>	<b>Идентифициране на рисковете</b>	<b>Анализ на рисковете</b>	<b>Оценка на рисковете</b>
<b>Описание на системата</b>	<b>Източник</b>	<b>Възможни сценарии и последствия</b>	<b>Мерки за смекчаване на риска</b>
<b>Установяване на критериите за оценка на риска</b>	<b>Продължителност</b>		

Целта е да бъде адекватно представена ситуацията в България, като се отчетат специфичните особености, свързани с използването на природен газ в страната, както и да се вземат предвид очакваните съществени промени, свързани с реализацията на различни инфраструктурни проекти, които ще допринесат за изменение на търсенето и предлагането на природен газ в средносрочен и дългосрочен план, а оттам и на свързаните с това рискове за гарантиране сигурността на доставките в страната.

### 2. Дял на природния газ в енергийния микс на България

Производството на първична енергия задоволява около 55% от брутно вътрешно потребление на енергия в страната при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от тази на потреблението. Около 2/3 от горивата и енергията се използват от централи за производство на електрическа и топлинна енергия, приблизително 1/3 – от рафинерии за производство на нефтопродукти и незначителна част - от брикетни фабрики, доменни пещи и коксуващи предприятия. Получената в резултат на преобразуването енергия е около 60% от вложената за преобразуване. Наличната за крайно потребление енергия се използва за неенергийно потребление (основно от химическата промишленост) и за енергийно потребление. Индустрията и транспортът са доминиращи потребители на енергия, съответно с 29% и 33% от крайното енергийно потребление.

Енергийната зависимост на България през 2011 г. по отношение на природния газ е много висока – 85,4%. Вносът на природен газ в България за 2011 г., в т.ч. за работа на компресорните станции на територията на страната, е 2564 млн.м<sup>3</sup> и се осигурява от Русия - единствен доставчик на ресурса за България. Местният добив на природен газ е

438 млн. м<sup>3</sup>, реализирани от „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и „Мелроуз Рисорсиз“ АД.

Потреблението на природен газ в страната през 2011 г. е 2 994 млн. м<sup>3</sup>. Основни потребители на природен газ са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, чието общо потребление възлиза на 1 960 млн. м<sup>3</sup>, или 66% от потреблението в икономиката и 65% от общото потребление на природен газ в страната. Важна особеност за страната е фактът, че за 52,9% от произведената топлинна енергия (която за 2011 г. възлиза на 14,6 ТВтч) са използвани газообразни горива. В структурата на крайното енергийно потребление около 12% се падат на природния газ.

### **3. Доставките на природен газ за българския газов пазар се гарантират от сключените договори с:**

- „Овергаз Инк.“ АД
- WIEE
- ООО „ГАЗПРОМЕКСПОРТ“
- „МЕЛРОУЗ РИСОРСИЗ“ АД

Условията по договорите дават възможност „БУЛГАРГАЗ“ ЕАД да получава количества в размер, необходим за удовлетворяване потреблението на клиентите, в т.ч. дневни и месечни. Срокът на договорите с „Овергаз Инк.“ АД и WIEE изтича в края на 2012г. Същевременно, с Меморандума от декември 2006 г., ООО „ГАЗПРОМЕКСПОРТ“ е поел ангажимент да гарантира доставките на природен газ за българския пазар до 2030 г. На 15 ноември 2012 г. е сключен нов договор за доставка на природен газ за българския пазар от 2013 г. между „Булгаргаз“ ЕАД и ОАО „Газпромекспорт“. Контрактът е за период от 10 години, с възможност за предоговаряне на цените и обемите след шестата година.

На този етап, доставка на природен газ се осъществява от един източник (Руската Федерация) по едно трасе – през териториите на Украйна, Молдова и Румъния. „БУЛГАРГАЗ“ ЕАД в качеството му на обществен доставчик разполага и с резерви на газ, съхранявани в ПГХ „Чирен“, собственост на Булгаргаз ЕАД, както следва:

Година	количество (млн. м3)
към 1.1.2009	563
към 1.1.2010	523
към 1.1.2011	397
към 1.1.2012	379

### **4. Ролята на природния газ за производство на топлинна и електрическа енергия, както и за функциониране на промишления сектор**

Основната част от реализацията на природен газ е за индустриални цели, в границите от 60% до 70%, чийто дял очакваме да се запази през следващите години. От общия обем реализиран природен газ, дялът на потребление в енергийния сектор е от 30% до 40%, като тенденцията е за увеличаване на дела на електропроизводството. Много ниско е потреблението на битовия сектор, като очакваният ръст за периода 2012-2017 г. е от 1,9 до 2,5% от общото потребление на природен газ в страната.

Година	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Общо (млрд. м <sup>3</sup> )	2.900	3.100	3.300	3.900	4.000	4.300
Индустрия и други сектори (млрд. м <sup>3</sup> )	2.840	3.033	3.225	3.804	3.903	4.192
Домакинства (млрд. м <sup>3</sup> )	0.060	0.067	0.075	0.096	0.097	0.108
Процент на потреблението на домакинствата	1.88	2.03	1.97	2.47	2.44	2.51

## 5. Конфигурация на мрежата, действителни потоци на природен газ, включително възможности за физически потоци в двете посоки.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на пръстеновидната газопреносна система и газопроводните отклонения високо налягане за пренос на природен газ до големите потребители и газоразпределителните компании в страната. Преносната система включва:

- 5.1. Газопреносна мрежа за потребители в Република България (капацитет - 8 млрд. м<sup>3</sup>/год.)
  - Магистрални газопроводи и разклонения високо налягане – 1 700 км
  - Три компресорни станции с обща мощност 49 МВт
  - 68 станции за намаляване на налягането
  - 8 ГИС (газоизмервателни станции).
- 5.2. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ (капацитет - 18,7 млрд. м<sup>3</sup>/год.)
  - Магистрални газопроводи с обща дължина – 945 км и капацитет към:
    - Турция ~ 14 млрд. м<sup>3</sup>/год.
    - Гърция ~ 3,7 млрд. м<sup>3</sup>/год.
    - Македония ~ 1.0 млрд. м<sup>3</sup>/год.
  - Шест компресорни станции с обща мощност 214 МВт;
- 5.3. ПГХ „Чирен“ с една компресорна станция с мощност 10 МВт

## 6. Размер на пазара на природен газ и прогнози за бъдещ тренд на развитие

Потреблението на природен газ в страната през 2011 г. е 2994 млн. м<sup>3</sup>, което е с 12% повече в сравнение с 2010 г. Предмет на особено внимание представлява динамиката на продажбите на газоразпределителните дружества, чиито мрежи са в процес на развитие и разширение. През 2011 г. техните продажби са се увеличили с 14% спрямо 2010 г.

Прогнози за очаквано потребление на природен газ в Р.България през периода 2012-2017 г.									
ПЕРИОД	млрд. м <sup>3</sup>	в т.ч. по отрасли							
Отрасъл	Годишен	Енергетика		Химия	Металургия	Строит. матер-л /и цимент/	Стъкло и порцелан	Разпределителни друж-ва	Други и нематер. сфера
Година	обем	Общо:	в т.ч. за промз-во на ел. енергия					Общо	
2012 г.	2.900	1.081	0.442	0.763	0.093	0.045	0.188	0.455	0.276
Средно дневно в млн.м <sup>3</sup>	7 788.414	2903.198	1187.062	2 049.159	249.646	120.884	505.785	1 221.975	737.767
2013 г.	3.100	1.098	0.443	0.835	0.103	0.045	0.263	0.493	0.262
Средно дневно в млн.м <sup>3</sup>	8 415.373	2 980.671	1 202.584	2 266.721	279.567	122.674	715.209	1 338.316	712.215
2014 г.	3.300	1.237	0.590	0.853	0.133	0.041	0.268	0.533	0.236

Средно дневно в млн.м <sup>3</sup>	9 067.449	3 398.820	1 621.150	2 343.798	366.344	112.785	736.019	1 464.530	645.053
2015 г.	3.900	1.565	0.951	1.056	0.140	0.042	0.268	0.572	0.257
Средно дневно в млн.м <sup>3</sup>	10 639.068	4 269.267	2 594.296	2 880.732	381.604	113.582	731.461	1 560.397	702.026
2016 г.	4.000	1.622	1.035	1.052	0.143	0.042	0.268	0.623	0.250
Средно дневно в млн.м <sup>3</sup>	10 988.877	4 455.990	2 843.372	2 890.075	392.333	115.938	737.326	1 711.518	685.698
2017 г.	4.300	1.802	1.216	1.066	0.147	0.043	0.268	0.675	0.299
Средно дневно в млн.м <sup>3</sup>	11 656.042	4 885.072	3 296.475	2 889.837	398.190	116.290	726.645	1 829.869	811.039

#### 6.1. Основни институции в енергийния сектор

- **Министърът на икономиката, енергетиката и туризма** е държавният орган, който провежда енергийната политика на страната. Енергийната политика се определя от Министерския съвет (МС) на Република България. Министерството на икономиката, енергетиката и туризма, известно под това име от средата на 2009 г., след сливането на Министерството на икономиката и енергетиката и Държавната агенция по туризъм, чрез министъра разработва и предлага на МС стратегическите насоки и програми за развитие на сектора. Министърът осъществява и функциите на собственик по отношение на енергийните дружества – държавна собственост. (<http://www.mi.government.bg>)
- **Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР)** е независим специализиран държавен орган, отговорен за държавното регулиране 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 ДКЕВР осъществява мониторинг на енергийните пазари, ценови и лицензионен регулаторен контрол по отношение на дейностите по производство, пренос и разпределение на електрическа енергия, пренос и разпределение на природен газ, търговия с електрическа енергия и природен газ, производство и пренос на топлинна енергия. (<http://www.dker.bg>)
- **Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР)** е юридическо лице на бюджетна издръжка, със статут на изпълнителна агенция към министъра на икономиката, енергетиката и туризма, създадена през 2002 г. като Агенция за енергийна ефективност. Функциите ѝ са свързани с разработване на програми и проекти за повишаване на енергийната ефективност и използването на възобновяеми енергийни източници, осигуряване на средства за тяхното съфинансиране и изпълнението им. (<http://www.seea.government.bg>)

#### 6.2. Основни газови компании

- **Добив** - към момента добивът на природен газ се осъществява от „**Мелроуз Рисорсиз**“ АД и „**Проучване и добив на нефт и газ**“ АД (ПДНГ АД).
- **Пренос и съхранение на природен газ - „Булгартрансгаз“ ЕАД**, дъщерно дружество на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, е комбиниран оператор с предмет на дейност пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ, поддържане, експлоатация, управление и развитие на подземно газово

хранилище, разработване на програми и дейности за съответствие на газопреносната дейност с изискванията на Европейския съюз. Компанията разработва ценова политика за присъединяване, пренос и съхранение на природен газ съгласно действащото законодателство, администрира сделките с природен газ и организира балансирането на пазара на природен газ. Освен оперативното управление на газотранспортната система се извършва инженерингова, инвестиционна и сервизна дейност. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава лицензи за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ, издадени от ДКЕВР. (<http://www.bulgartransgaz.bg>).

- **Обществена доставка** - „Булгаргаз“ ЕАД е дъщерно дружество на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, което притежава единствената лицензия за територията на страната за обществена доставка на природен газ, издадена от ДКЕВР. (<http://www.bulgargaz.bg>)
- **Газоразпределение** - до момента са предоставени 5 регионални лицензии за 101 общини и 26 локални лицензии за 50 общини за газоразпределение и снабдяване с природен газ на ниско налягане. Регионалните лицензианти са: „Черноморска технологична компания“ АД (**ЧТК АД**) за „Мизия“ (9 общини) и „Добруджа“ (19 общини); **„Ситигаз България“ ЕАД** за „Тракия“ (26 общини); **„Рилагаз“ АД** за „Запад“ (22 общини) и **„Овергаз-север“ ЕАД** за „Дунав“ (25 общини). Повечето локални лицензии са на дъщерни дружества на **„Овергаз Инк.“ АД**.

## **II. Мерки, обеми, капацитети и време, необходимо за изпълнение на стандартите за инфраструктурата и доставките на газ.**

### **1. Мерки за изпълнение на стандарта за инфраструктура**

Съгласно член 6 на Регламента, 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.

Най-късно до 3 декември 2014 г., 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.  $N-1 \geq 100\%$ .

Резултатите от формулата N-1, изчислени за територията на Република България, са следните:

$$N - 1 [\%] = \frac{\sum_{m=1}^7 EP_m + S_{\max} + P_{\max} - I_{\max}}{D_{\max}} \times 100, \quad N - 1 \geq 100 \%$$

Където :

<b>EP<sub>1</sub></b>	Технически капацитет на ГИС „Негру вода“ 1, в млн. м <sup>3</sup> /денонощие
<b>EP<sub>2</sub></b>	Технически капацитет за реверсивен пренос от Гърция
<b>EP<sub>3</sub></b>	Технически капацитет за реверсивен пренос от Турция
<b>S<sub>max</sub></b>	Добив от ПГХ Чирен – максимално възможен
<b>P<sub>max</sub></b>	Национално производство на газ – максимален възможен добив
<b>D<sub>max</sub></b>	Национално потребление - пиково потребление
<b>EP<sub>4</sub></b>	Технически капацитет за внос по интерконектор Гърция-България
<b>EP<sub>5</sub></b>	Технически капацитет за внос по интерконектор Турция-България
<b>EP<sub>6</sub></b>	Технически капацитет за внос по интерконектор България- Сърбия
<b>EP<sub>7</sub></b>	Технически капацитет за внос по интерконектор България- Румъния
<b>I<sub>max</sub></b>	Технически капацитет на най-голямата единична газова инфраструктура (Към настоящия момент това е ГИС „Негру вода“ т.е. <b>I<sub>max</sub> = EP<sub>1</sub></b> )

Година	P <sub>max</sub>	S <sub>max</sub>	I <sub>max</sub> (EP <sub>1</sub> )	EP <sub>2</sub>	EP <sub>3</sub>	EP <sub>4</sub>	EP <sub>5</sub>	EP <sub>6</sub>	EP <sub>7</sub>	D <sub>max</sub>	N-1
	млн.м <sup>3</sup> /ден										
2013	1,4	4,2	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	17,1	40,6
2014	2,2	5,5	20,3	3,5	0,0	8,2	0,0	0,0	1,4	18,0	115,3
2015	3,6	5,5	20,3	3,5	0,0	8,2	8,2	4,9	1,4	18,8	187,4
2016	3,6	6,5	20,3	3,5	0,0	8,2	8,2	4,9	1,4	21,0	172,5
2017	3,6	8,0	20,3	3,5	0,0	8,2	8,2	4,9	1,4	21,6	174,8
2018	3,4	10,0	20,3	3,5	0,0	8,2	8,2	4,9	1,4	22,8	173,6
2019	3,2	10,0	20,3	3,5	0,0	8,2	8,2	4,9	1,4	23,4	168,0
2020	3,6	10,0	20,3	3,5	0,0	8,2	8,2	4,9	1,4	23,9	166,2
2021	4,0	10,0	20,3	3,5	0,0	8,2	8,2	4,9	1,4	24,8	161,9
2022	4,2	10,0	20,3	3,5	0,0	8,2	8,2	4,9	1,4	24,9	162,0

Изчисленията по формулата n-1 за стандарта за инфраструктура илюстрират, че до края на 2014 г., в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на останалата инфраструктура (реверсивния поток от Гърция и увеличения местен добив, както и чрез новоизградени реверсивни междусистемни връзки с Гърция и Румъния) ще е в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на Република България за един ден на изключително голямо търсене на газ.

Евентуално прекъсване на доставките би могло да бъде компенсирано до известна степен от подходящи мерки за намаляване на потреблението на природен газ.

С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно - за модернизирание на националната газопреносна инфраструктура, за модернизация на компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати и проекти за изграждане на междусистемни газови връзки.

## **2. Мерки за изпълнение на стандарта за доставки**

Съгласно член 8 от Регламента, предприятията за природен газ следва да предприемат мерки, за да гарантират доставките на газ към защитените клиенти в държавата-членка в следните три случая:

- екстремни температури в продължение на период от седем дни, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години;
- всеки период от най-малко 30 дни на изключително високо търсене на газ, настъпващ със статистическа вероятност веднъж на 20 години;
- за период от най-малко 30 дни в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в средностатистически зимни условия.

Съгласно чл. 2, §1 от Регламента, определяйки понятието за „защитени клиенти“, освен всички битови клиенти, които са свързани към газоразпределителна мрежа, всяка държава-членка може да реши дали да включи в обхвата на понятието и следните небитови потребители:

**а.** малки и средни предприятия, свързани към газоразпределителна мрежа, както и важни обществени услуги, при условие, че са свързани с газоразпределителна или газопреносната мрежа и при условие, че всички тези клиенти не са повече от 20% от крайното потребление на газ, и

**б.** инсталации за централно отопление, доколкото те доставят отопление на битови клиенти и на клиентите, посочени в б. „а“, при условие че тези инсталации не са в състояние да преминат на други горива и са свързани с газопреносната или газоразпределителна мрежа.

Възприетият в Република България подход е да се приемат всички посочени по-горе клиенти за защитени.

Не се очаква съществено повишаване на потреблението на природен газ в страната през следващите години, което да причини срив при прекратяване на доставките на заявените количества за защитените клиенти спрямо ресурсите.

Използването на природен газ в България от потребители, влизащи в групата на „защитените клиенти“, е в значителна степен опосредствано от потреблението на топлинна енергия, произвеждана от дружествата за централизирано топлоснабдяване (средно около 4,4 млн.куб.м/денонощие през зимата). Дневната директна консумация на природен газ в студен зимен ден от обществени, административни и битови клиенти, директно присъединени към газопреносните мрежи в България, възлиза на около 0,5 млн.куб.м. природен газ. По този начин, в типичен зимен ден, общото потребление на природен газ от защитени клиенти е в порядъка на 5 млн.куб.м. природен газ.

От друга страна, съществуващите мощности и количества в ПГХ "Чирен" позволяват да се поддържа максимален дневен добив на природен газ в размер 3,7 млн. куб.м. природен газ за период от 30 дни. Последното на практика потвърждава наличието на обективна възможност за гарантиране на доставките за защитените клиенти в страната при прекъсване на доставките от Русия, дори и единствено от независим местни източници – добив от ПГХ "Чирен" и газови находища - в размер на около 5,5 млн.куб.м/денонощие. При екстремни температури и изключително високо търсене на газ, повишеното потребление може да се покрие без проблеми посредством максимален добив и по-голям внос на природен газ.

Дневният добив от подземното газово хранилище е пряко свързан с наличността в него. При по-малка наличност на активен газ, възможните обеми за денонощие прогресивно намаляват.

### **III. Задълженията, 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 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) министърът на икономиката, енергетиката и туризма 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, и защитата на обектите, представляващи критична инфраструктура в енергетиката.

Допълнителните задължения се налагат със заповед, която съдържа:

- лицето, на което се налага;
- съдържанието на задължението;
- срока и условията, при които трябва да бъде изпълнено задължението;
- други условия.

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

Законът за енергетиката (чл. 71) предвижда енергийните предприятия за управление на електроенергийната система, 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.

Задълженията към обществото са вменени на енергийните предприятия в издадените им лицензи. Лицензията съдържа специални условия, които включват:

- задължение за ефективно използване на енергията и енергийните ресурси в съответствие с нормите и стандартите, свързани с енергийната ефективност и опазване на околната среда;
- задължение за сключване на застраховки – видове, покрити рискове и размер на застрахователното покритие;
- изисквания към изграждането на енергийния обект, когато лицензията е издадена преди неговото изграждане;
- изисквания за извеждане от експлоатация на енергийен обект.

Енергийните предприятия имат право да предявяват искане до ДКЕВР за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защита на околната среда и енергийна ефективност.

Задължението на предприятията за природен газ да оказват услуги от обществен интерес е въведено в ЗЕ с чл. чл. 69, 70, 71. Съгласно чл. 181, т. 1 ЗЕ, договорите за



природен газ се сключват при регулирани цени за услуги от обществен интерес по преноса, разпределението и доставка на природен газ.

Введено е задължение за присъединяване на обекти на газоразпределителните мрежи, добивните предприятия, съоръжения за съхранение на природен газ, съоръжения за втечен природен газ и обекти за производство на газ от възобновяеми източници към газовите мрежи, за да имат техническата възможност да бъдат снабдявани с природен газ. Введено е и задължението енергийните предприятия да не могат да откажат присъединяване към мрежите и газоснабдяване без да са налице обективни технически или други причини за това - раздел VI на глава XII ЗЕ. Цените за присъединяване се регулират от ДКЕВР - чл. 30, ал. 1, т. 11, и се образуват по прозрачен и недискриминационен начин - чл. 31 ЗЕ.

Изискването за прозрачност на общите условия на договорите и общата информация е въведено от чл. 38а - 38д, чл. 183а и 173 ЗЕ и Правилата за търговия с природен газ - общите условия се публикуват, с което стават обществено достояние, и влизат в сила 30 дни след публикуването им.

Изискването потребителите да имат възможност да преминат към нов доставчик е въведено с чл. 180 от ЗЕ и произтича от регулирания достъп до газопреносната и газоразпределителните мрежи за всички потребители.

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 и природен газ. Крайният снабдител е лицензирано енергийно предприятие, снабдяващо с електрическа енергия или природен газ потребители за битови нужди и малки и средни предприятия, 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 Държавната комисия 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.

Освен това, поради липсата на пазара на природен газ на фактически предпоставки за формиране на конкурентна среда, ДКЕВР продължава да регулира и цената, по която общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД продава природен газ на потребителите, присъединени към газопреносната мрежа, като и цената, по която общественият доставчик продава природен газ на потребители, присъединени към мрежи ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С цел предотвратяване злоупотребата с фактическо господстващо положение на пазара на природен газ при договарянето на цените, ДКЕВР утвърждава пределни цени, по които „Булгаргаз“ ЕАД продава природен газ на потребителите присъединени към мрежите собственост на комбинирания оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД. Съгласно чл. 30, ал. 4 от Закона за енергетиката, това регулиране ще продължи до момента, в който ДКЕВР установи наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия.

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. В духа на разпоредбите на

чл.24, ал.1, т.1 и т.2, ДКЕВР съблюдава за справедливото разпределение на икономическите последици от либерализирането на пазара между всички страни по сделките с електрическа енергия и природен газ, както и за осигуряване на равни условия за сключване на сделки при свободно договорени цени в сравнение с тези сключвани с обществения доставчик или крайните снабдители. По този начин се цели на всички участници на пазара да бъдат гарантирани равни условия, без да се пренебрегват задълженията към обществото от страна на енергийните предприятия.

Съгласно съществуващото законодателство, топлофикационните и заводските централи са задължени да поддържат запаси от алтернативно гориво (мазут), с което да продължат производствената си дейност при прекъсване на доставките на природен газ. Необходимите запаси от алтернативно гориво, в случая мазут, се оценяват на малко над 4 хил. тона дневно.

#### **IV. Други превантивни мерки**

##### **1. Проект за модернизация на съществуващата газопреносна инфраструктура.**

Една от възможните мерки за смекчаване на риска, особено на техническия риск, свързан с гарантиране сигурността на доставките, се изразява в изпълнението на проект за рехабилитация, модернизация и разширяване на националната газопреносна мрежа за потребители в Република България След влизането в експлоатация на новите междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Румъния и Сърбия, по българската газопреносна система ще преминават значителни допълнителни количества природен газ, предназначен както за България, така и за страните от региона. Очакваната стойност на проекта е около 250 млн. евро.

##### **2. Проекти за изграждане на междусистемни газови връзки**

###### **2.1. Междусистемна газова връзка България-Гърция**

Изграждането на междусистемната газова връзка България-Гърция /планираното трасе (около 170 км) на газопровода е Стара Загора – Димитровград – Комотини/ ще се осъществи от смесена компания с участието на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД и IGI Poseidon (50% Depra и 50% Edison). На 14 юли 2009 г. бе подписан Меморандум за разбирателство на корпоративно равнище. В допълнение, след одобрение на съответните министерства в трите държави, на 15 юли 2009 г. бе изпратено съвместно предложение за безвъзмездно финансиране в рамките на Европейската енергийна програма за възстановяване. Съгласно решение на ЕК, е предоставено безвъзмездно финансиране в размер до 45 млн. евро за реализацията на проекта, чиято обща стойност възлиза на приблизително 160 млн. евро. Предпроектното проучване, извършено от Jacobs Consultancy UK Ltd., показва, че проектът е икономически, технически и екологично реализируем. Предвижданият капацитет на съоръжението е 3-5 млрд.м<sup>3</sup> на година. Преките ефекти от изграждането на междусистемната газова връзка са постигане на реална диверсификация на източниците на доставки на природен газ за България, осигуряване на възможност за доставка на природен газ по Южния газов коридор и от LNG източници, разширяване на обхвата и участие на страната във втория по приоритетност европейски газов проект, част от Южния газов коридор - Турция-Гърция-Италия. Очаква се междусистемната газова връзка да бъде пусната в експлоатация през 2014 г.

## 2.2. Междусистемна газова връзка България-Румъния

Проектът предвижда изграждане на газова връзка между България и Румъния. Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,5 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 млрд. м<sup>3</sup>/година (в посока от Р. България към Румъния), а минималният - 0,5 млрд.м<sup>3</sup>/г. (в посока от Румъния към Р. България) диаметър на тръбата Dn 500 мм. и работно налягане Pn 50 bar.

Проектът се разработва от съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и S.N.T.G.N. “Transgaz” S.A. (Румъния).

Общата му стойност е 28 млн. евро. През 2010 г. е осигурено финансиране на проекта от Европейската енергийна програма за възстановяване в размер на 8.9 млн.евро. Предвидено е проектът да бъде изграден и въведен в експлоатация до 31.05.2013 г.

## 2.3.Междусистемна газова връзка България-Сърбия

Междусистемната газова връзка България-Сърбия ще предостави възможност за доставки на природен газ от други източници (различни от Русия) през българската национална газопрепосна система, която ще бъде рехабилитирана, модернизирана и разширена, до страните от Централна и Източна Европа (ЦИЕ). Проектът е приоритетен за България, а също така и със значително влияние по отношение гарантиране сигурността на доставките в региона. Дължината на газопровода ще бъде около 50 км. на българска територия и 100 км. на сръбска територия. Техническият капацитет на газопровода се предвижда да бъде 1,8 млрд. м<sup>3</sup> на година в двете посоки. Стойността на проекта на българска територия е около 50 млн. евро. Очаква се съоръжението да бъде пуснато в експлоатация през 2015 г.

## 2.4. Междусистемна газова връзка България-Турция

Проектът за междусистемна газова връзка България-Турция ще предостави достъп до турската национална газопрепосна система, която разполага с шест съществуващи входни точки, а още две са предвидени за изграждане. В допълнение, междусистемната газова връзка България-Турция ще предостави достъп до Каспийски, Средноазиатски и втечен природен газ. На 29.01.2010 г. България и Турция подписаха Меморандум за разбирателство, който подкрепя реализацията на проекта. Предварително проучване за българската отсечка от газопровода бе разработено от Междуведомствена работна група, сформирана от Министъра на икономиката, енергетиката и туризма. Предварително проучване, общо за целия проект, е в процес на разработване съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и Боташ. Междусистемната връзка България – Турция е с работно трасе на територията на Р. България от КС Лозенец до ГИС Малкочлар, с обсъждан капацитет от 3 до 5 млрд.м<sup>3</sup>/годишно и с възможност за разширение на следващ етап, съобразно развитието на големите трансгранични газови проекти.

Стойността на българската отсечка от газопровода ще възлиза на 100 млн. евро за първата фаза от развитието на проекта. Предварителните планове са проекта да се развива поетапно, като първият етап да влезе в експлоатация през 2014 г.

## **3. Разнообразяване на пътищата за доставка на газ и източниците на доставки, по целесъобразност, с цел преодоляване на установените рискове и осигуряване на доставка на газ за всички клиенти.**

3.1. Проект Набуко – българската страна разчита на тясно сътрудничество по реализацията на газопровода НАБУКО, където на този етап Азербайджан се явява основен източник, както и бъдеща ключова транзитна страна за туркменския газ. Газопроводът Набуко е замислен като алтернатива на доставките на природен газ от Русия и за целта проектът предвижда строителството на газопровод с обща дължина от 3 900 км, свързващ

богатите на природен газ находища в Туркменистан и Азербайджан с газовия хъб Баумгартен през териториите на Турция, България, Румъния, Унгария и Австрия.

В началото на месец май 2012 г. ръководството на проектната компания Набуко Газ Пайплайн Интернешънъл предложи съкратен вариант на трасето („Набуко Запад“), който да започва от българо-турската граница и да завършва при газоразпределителния хъб Баумгартен в Австрия. По този начин се намалява дължината на трасето от 3 900 km на 1 300 km и съответно, размерът на необходимите инвестиции от 8 на около 1 млрд. евро. За „Набуко Запад“ ще се прилага съществуващата законова рамка за проект „Набуко“ - Междуправителственото споразумение, Споразуменията за подкрепа на проекта и предоставените изключения. Газопроводът ще бъде изграден във вече предвидения коридор на трасето на територията на Европейския съюз. За осъществяването на доставки на природен газ от Азербайджан и Туркменистан до българо-турската граница ще се разчита основно на приоритетния за Турция газопровод TANAP.

Окончателно решение от страна на консорциума „Шах Дениз 2“ за избор на трасе, ще бъде взето не по-късно от средата на 2013 г. Тепърва предстои „Шах Дениз 2“ да уточни крайната дестинация за доставка на природен газ – Италия или Централна Европа, респективно TAP или „Набуко Запад“.

3.2. Южен поток - газопроводът Южен поток е замислен като алтернатива на трасетата за доставка на природен газ от Русия през територията на Украйна. След строителството на Северен поток и реализираното алтернативно трасе за доставка на природен газ за страните от Северозападна Европа, естествено продължение на идеята е строителството на Южен поток за снабдяване на страните от Южна и Югоизточна Европа. Проектната мощност на газопровода Южен поток е 63 млрд.м<sup>3</sup>/год. По проект в морската си част, с обща дължина от около 940 км, газопроводът ще започне от руския бряг на Черно море в района на Джугба и ще преминава през изключителните икономически зони на Русия, Турция и България в Черно море. В сухоземната си част, газопроводът ще премине през България, Сърбия, Унгария и Словения, достигайки до газоизмервателната станция Арнолдщайн на границата между Австрия и Италия. По проект, отклонение на трасето се предвижда да има и в Унгария, което да достига до газовия хъб Баумгартен в Австрия.

В момента проект „Южен поток“ на българска територия е на етап проектиране и ОВОС на ранна фаза. Договорът за извършване на дейностите по проектиране и ОВОС беше сключен през април 2012 г. На 15 ноември 2012 г. е подписан договор за окончателно инвестиционно решение.

#### **4. Разширяване капацитета за съхранение на природен газ**

В периода 2014-2017 г. ще бъде реализиран проект за разширение на съществуващото газохранилище ПХГ „Чирен“. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение за нуждите на потребителите в страната до 550 млн.м<sup>3</sup> природен газ. Капацитетът на добив и нагнетяване, в зависимост от пластовите налягания и други фактори, е от 1 млн.м<sup>3</sup>/денонощие до 4,2 млн.м<sup>3</sup>/денонощие за добив, и от 1,5 млн.м<sup>3</sup>/денонощие до 3,5 млн.м<sup>3</sup>/денонощие за нагнетяване. Проектът ще бъде реализиран поетапно в периода 2014-2017 г.

На първия етап, който се предвижда да се реализира до края на 2014 г., ще бъдат изградени нови сондажи за достигане на максимално възможния капацитет на съществуващите наземни съоръжения, а именно повишаване на дебита до 5,5 млн.м<sup>3</sup> при активен газ 650 млн.м<sup>3</sup>.

На следващ етап до 2017 г. ще бъдат достигнати максималните дебита посочени по-горе, посредством нови сондажи и увеличаване на капацитета на наземните съоръжения, основно чрез подмяна на съществуващите.

## **V. Механизми за осъществяване на сътрудничество с други държави-членки за изготвяне и изпълнение на съвместни превантивни планове за действия и съвместни планове за действия при извънредни ситуации.**

### **1. Изготвяне и изпълнение на съвместни превантивни планове за действия**

След изготвянето на този план са проведени консултации по него с компетентните органи по въпросите на сигурността на доставките на газ на съседните държави-членки на ЕС – енергийният регулатор на Гърция и Министерство на икономиката, търговията и бизнес средата на Румъния.

### **2. Трансгранични доставки**

По време на криза може да се получи достъп до втечен природен газ чрез регазификационния терминал в Ревитуса (Гърция).

### **3. Трансграничен достъп до съоръженията за съхранение**

След свързването на националната румънска газопреносна система с транзитния газопровод, преминаващ през румънска територия, ще има възможност за доставка на природен газ за България в случай на прекъсване на доставките по транзитния газопровод от Русия през Украйна и Молдова. При кризисни ситуации до 2,6 млн. м<sup>3</sup>/денонощие ще може да се осигурят от румънски собствен добив, газови хранилища или други източници и насочат от КС Силистеа през румънската система (обратен поток) към транзитния газопровод към България.

### **4. Двупосочен капацитет**

В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕО) 994/2010 за осигуряване на постоянен двупосочен капацитет в съществуващите точки на междусистемно свързване между държавите-членки, „Булгартрансгаз“ ЕАД планира проект за осигуряване на постоянен двупосочен капацитет от Гърция към България в точка на междусистемно свързване Кула – Сидирокастро в размер на 3,5 млн. м<sup>3</sup>/денонощие. Количествата биха могли да бъдат реализирани в случай на пълното спиране на доставките на руски природен газ за България и региона на ЮИЕ.

Турция понастоящем не разполага с наличен капацитет за доставки на газ за България, дори за пренос в обратна посока при кризисни ситуации, тъй като през последните години потреблението в страната се е увеличило с 20% при прогноза за 5% ръст.