

БЮЛЕТИН
ЗА СЪСТОЯНИЕТО И РАЗВИТИЕТО
НА ЕНЕРГЕТИКАТА
НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

2011 г.

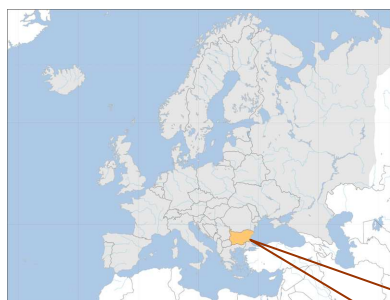
Настоящият документ е изготвен на основание чл. 4, ал. 2, т. 17 от Закона за енергетиката, който изисква ежегодното издаване на Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката.

Съдържание

1	ЕНЕРГИЕН ПРОФИЛ
2	ЕНЕРГЕТИКАТА В ЦИФРИ – 2010 г.
	<i>СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА</i>

ЕНЕРГИЕН ПРОФИЛ

ОБЩ ПРЕГЛЕД



- Територия – 110 944 km²
- Член на ЕС от 1 януари 2007 г., член на НАТО
- 10% корпоративен данък
- 20% ДДС
- Стратегическо географско положение



МАКРОИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Население	млн.	8.23	8.19	8.15	7.89	7.85	7.8	7.76	7.72	7.68	7.64	7.61	7.56
БВП, реален ръст	% год.	4	2.3	5.4	4.1	4.5	5	6.6	6.2	6.3	6.2	6	-5
Реален БВП на човек (ППС)*	ЕС=100	27	27	28	30	32	34	35	37	38	40	44	44
Износ	млн. евро	3747	3 734	5 253	5 714	6 063	6 668	7 985	9 466	12 012	13 512	15278	11 699
Внос	млн. евро	4416	5140	7085	8128	8411	9611	11620	14668	18479	31 861	25334	16 876
Ср. годишна инфлация	%	18.7	2.6	10.3	7.4	5.8	2.3	6.1	5	7.3	8.4	12.3	2.8
Безработица	%	12.2	16	18	17.9	16.3	13.5	12.2	10.7	9.2	6.9	6.3	6.8
Валутен курс**	лв./евро	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558	1,9558

Източник: НСИ, БНБ

* Евростат

** действащ паричен съвет и фиксиран курс на лева спрямо еврото

МАКРОЕНЕРГИЙНИ ПОКАЗАТЕЛИ

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Брутно вътрешно потребление на енергия	1000 тне	20616	18755	19218	19470	19205	19605	19017	20137	20637	20163	19889	17482
Производство на първична енергия	1000 тне	10641	9411	10282	10507	10761	10210	10271	10539	11011	9738	9953	9588
Енергийна зависимост	%	48.5	49.8	46.5	46	44	47.9	48.3	47.3	46	51.8	52.5	45.6
Крайно енергийно потребление	1000 тне	9678	8744	8435	8413	8520	9185	8907	9276	9722	9528	9419	8475

* Данните са актуализирани от годишника на НСИ за 2009 г.

ИНДИКАТОРИ ЗА ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	кне/евро	1.313	1.167	1.137	1.106	1.043	1.014	0.922	0.920	0.887	0.816	0.760	0.703
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	1998=100	100	88.9	86.6	84.2	79.4	77.2	70.2	70.1	67.6	62.2	57.9	53.5
Крайно енергийно потребление/БВП*	кне/евро	0.616	0.544	0.499	0.478	0.463	0.475	0.432	0.424	0.418	0.386	0.360	0.341
Крайно енергийно потребление/БВП*	1998=100	100	88.3	81.0	77.6	75.2	77.1	70.1	68.8	67.9	62.6	58.4	55.3
Крайно/Брутно вътрешно потребление на енергия	%	0.47	0.47	0.44	0.43	0.44	0.47	0.47	0.46	0.47	0.47	0.47	0.48

Източник: Евростат, НСИ

*константни цени от 2005

ЕНЕРГИЙНА ЗАВИСИМОСТ

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Енергийна зависимост, общо, %	48.5	49.8	46.5	46	44	47.9	48.3	47.3	46	51.8	52.5	45.6
Енергийна зависимост, въглища, %	31	33	33	37	32	36	40.2	36.1	34	37.6	42	26.9
Енергийна зависимост, суров нефт, %	99.5	99.3	99.2	99.4	99.3	99.4	100.1	97.7	99.8	100.2	101	98.6
Енергийна зависимост, природен газ, %	99.3	99.2	99.6	99.3	99.3	99.5	95.9	87.4	89.8	91.5	96.3	98.6

* Данните са актуализирани от годишника на НСИ за 2009 г.

Енергийната зависимост показва зависимостта на страната от внос на енергия и ресурси.

По данни на Евростат Енергийната зависимост на България е незначително по-ниска от средната за страните-членки на ЕС 27.

Основен местен ресурс на България са лигнитните въглища.

Ядрената енергия се отчита за местен източник и в значителна степен допринася за подобряване на енергийната независимост.

ПРОИЗВОДСТВО НА ПЪРВИЧНА ЕНЕРГИЯ

Производството на първична енергия задоволява около 55% от брутното вътрешно потребление на енергия в страната при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от тази на потреблението.



Данни: Годишник на НСИ за 2009 г.

ПРЕОБРАЗУВАНЕ НА ЕНЕРГИЯ

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.

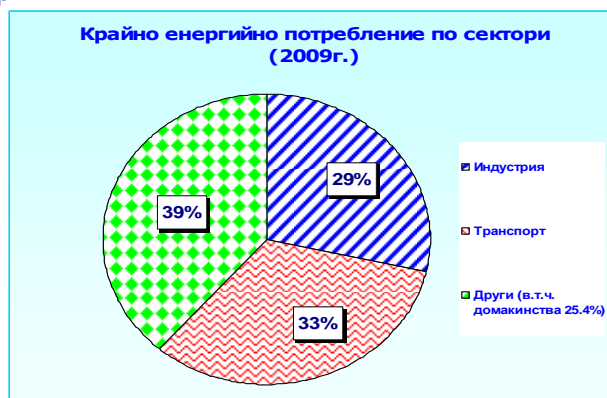
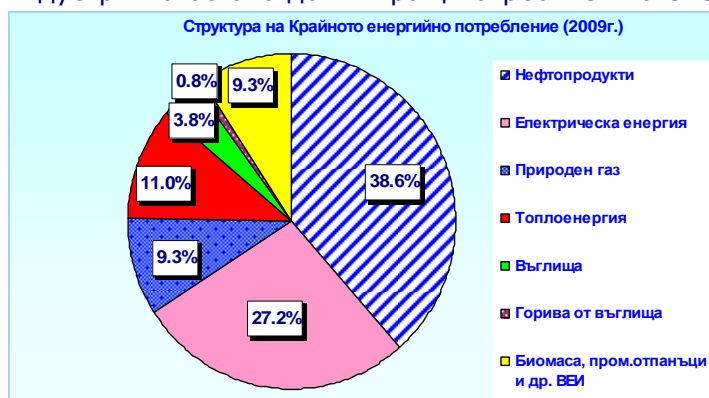


Данни: Годишник на НСИ за 2009 г.

КРАЙНО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЕНЕРГИЯ

Наличната за крайно потребление енергия се използва за неенергийно потребление (основно от химическата промишленост) и за енергийно потребление.

Индустрията остава доминиращ потребител на енергия.



Данни: Годишник на НСИ за 2009 г.

ИНСТИТУЦИИ

Министерството на икономиката, енергетиката и туризма (<http://www.mee.government.bg>)

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) (<http://www.dker.bg>)

Агенцията за ядрено регулиране (АЯР) (<http://www.bnsa.bas.bg>)

Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) (<http://www.seea.government.bg>)

ЕНЕРГЕТИКАТА В ЦИФРИ – 2010 г.

Настоящият раздел е подготвен въз основа на Констативен енергиен баланс за 2010 г., който се изготвя от Министерство на икономиката, енергетиката и туризма на базата на отчетна информация, предоставена от енергийните предприятия в страната, в съответствие с разпоредби на Закона за енергетиката и нормативната рамка по неговото прилагане.

МЕСТНИ ВЪГЛИЩА

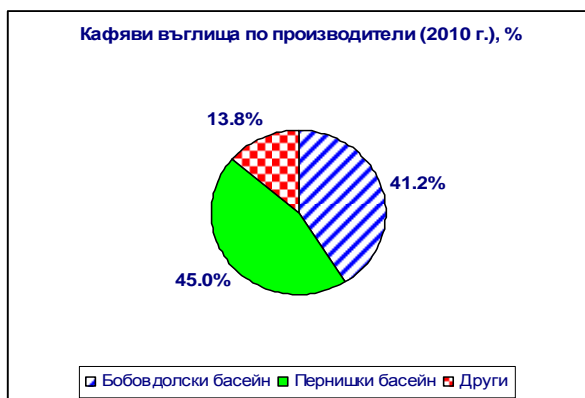
ДОБИВЪТ на въглища възлиза на 29.4 млн. тона, което е с 8.2% повече в сравнение с 2009 г.



В структурата на добитите въглища преобладават лигнитните – 92.4%, следвани от кафявите – 7.5% и черни въглища – 0.1%.



Общият добив на лигнитни въглища е 27.2 млн. тона като техен основен производител е Мина "Марица изток" ЕАД, с дял от 96.0%. Други производители на лигнитни въглища са мините „Бели брег“ (1.5%), „Станянци“ (1.4%) и „Чукурово“ (1.1%).



Общият добив на кафяви въглища е 2.2 млн. тона, добити основно от Бобовдолския (0.88 млн.т.) и Пернишкия (1.04 млн. т.) басейни.

Общият добив на черни въглища е незначителен (0.017 млн.т.) и е реализиран от Мина „Балкан 2000“ ЕАД.

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на въглища е предимно за производство на електрическа и топлинна енергия – 97.3%, както и за производство на брикети (1.8%), за собствени нужди и други консуматори (0.5%) и за отоплителни нужди на домакинствата (0.4%).

ПРИРОДЕН ГАЗ

ВНОСЪТ на природен газ в България за 2010 г. е 2 650 млн. м³ и се осигурява от Русия - единствен доставчик на ресурса за България. Местният добив на природен газ е 74 млн. м³, реализирани от „Прочване и добив на нефт и газ“ АД и „Мелроуз Ресорсис Карл“. Същият, в сравнение с 2009 г., се е увеличил почти 4 пъти.

Българската страна експлоатира подземното газохранилище **„ЧИРЕН“** с капацитет на активен газ около 350 млн. м³/годишно. През 2010 г. в него са нагнетени 164 млн. м³ природен газ, а изтегленото количество е 300 млн. м³.

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на природен газ в страната през 2010 г. е 2 668 млн. м³, което е с 5% повече в сравнение с 2009 г. Основни потребители на природен газ са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, чието общо потребление възлиза на 1 747 млн. м³, или 66% от потреблението в икономиката и 65% от общото потребление на природен газ в страната.

Предмет на особено внимание представлява динамиката на продажбите на газоразпределителните дружества, чиято мрежата е в процес на развитие и разширение. През 2010 г. техните продажби са се увеличили с 18% спрямо 2009 г.

Транзитираното количество природен газ през 2010 г. е 12 169 млн. м³ - намаление от 1.2% спрямо 2009 г.

НЕФТ И НЕФТОПРОДУКТИ

Добивът на нефт в Р България е в незначителни количества 23.0 хил. тона суров нефт.

Потребностите от **НЕФТ** в страната се обезпечават предимно от внос. Основен вносител и преработвател на нефт е „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД. През 2010 г. от рафинерията е внесен с 11.0% по-малко нефт в сравнение с 2009 г.

Получените от преработката нефтопродукти се реализират основно на вътрешния пазар на горива – автомобилно, дизелово, самолетно гориво и масла. В сравнение с 2009 г. произведените количества течни горива са с 3% по-малко.

Реализираните количества нефтопродукти на вътрешния пазар в сравнение с предходната година е с 24% по-малко.

Износа на нефтопродукти по видове за 2010 г. е със 7% повече в сравнение с 2009 г.

ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ



Брутното **ПРОИЗВОДСТВО** на електрическа енергия е 46.7 ТВтч, което е с 8.5% повече от производството през 2009 г. Търговският **ИЗНОС** на електрическа енергия е 18.2% от брутното производство.

В структурата на производство на електрическа енергия доминират топлоелектрическите централи, използващи въглища, следвани от ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“. Произведената електрическа енергия от вятърни генератори през 2010 г. е 681.4 ГВтч, което почти 3 пъти е нарастнало в сравнение с 2009 г. и представлява 12.1% от брутното

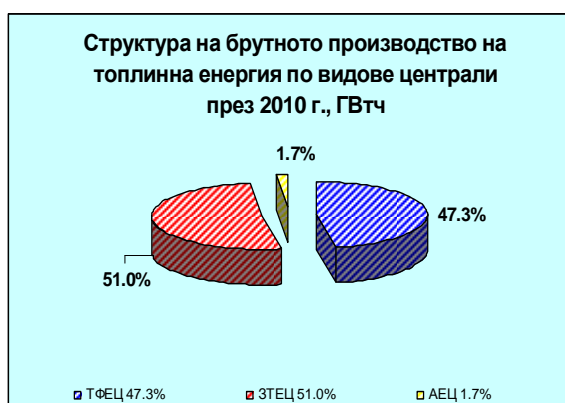
електропроизводство от ВЕИ. Електропроизводството от ВЕИ покрива 14.7% от брутното вътрешно електропотребление в страната.

Делът на вложените местни енергоносители за производството на електрическа енергия през 2010 г. е 85.8%, а този на вносните – 14.2% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

Крайното **ПОТРЕБЛЕНИЕ** на електрическа енергия в страната през 2010 г. възлиза на 28.3 ТВтч, което е на нивото от 2009 г. Стопанският и обществен сектор участват в крайното потребление на електрическа енергия с 62.6%, а битовия с 37.4%.

Продажбите на електрическа енергия през 2010 г. на потребители, присъединени към преносната мрежа (ВН), които са се възползвали от правото на избор на доставчик, са 4.4 ТВтч.

ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ



През 2010 г. е **ПРОИЗВЕДЕНА** 15.1 ТВтч топлинна енергия от ТФЕЦ, ЗТЕЦ и АЕЦ, което е с 0.05% повече в сравнение с 2009 г. (за заводски централи – увеличението е с 0.9%, а за АЕЦ – намаление от 2.5% и за топлофикационните дружества – намаление с 0.8%). С най-голям относителен дял от вложените горива за производство на топлинна енергия са газообразните горива (48.7%), следван от вносните въглища – 30.6%, местни въглища – 18.3%, ядрена енергия – 2.1%, течни горива – 0.2% и биогорива – 0.1%.

Делът на вложените вносни енергоносители за производство на топлинна енергия е 79.5%, а на местните – 20.5% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

В структурата на производство на топлинна енергия с доминиращ дял са заводските централи – 51.0%, следвани от топлофикационните дружества – 47.3% и АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД – 1.7%.

РЕАЛИЗИРАНАТА топлинна енергия през 2010 г. възлиза на 11.7 ТВтч, което е с 8.1% по-малко спрямо 2009 г. В структурата на потребление на топлинна енергия с най-голям дял са промишлените и стопански потребители – 59.0%, следвани от домакинствата – 35.3% и бюджетните организации – 5.7%. Спрямо 2009 г., потреблението на топлинна енергия от промишлените и стопански потребители е намаляло с 12.2%, на бюджетните потребители е намаляло с 2.2%, а на битовия сектор намалението е с 1.3%.

Топлинната енергия произведена от заводските централи се използва за технологични нужди от самите централи и от външни потребители предимно от промишлеността.



Крайното потребление на топлинна енергия, произведена от ТФЕЦ и АЕЦ основно са домакинствата.

Разпределението на реализираната топлинна енергия по крайни потребители е следното: домакинства – 75.1%, бюджетни – 12.2% и промишлените и стопански потребители – 12.7%.

Списък на съкращенията

АЕЦ	Атомна електрическа централа
БВП	Брутен вътрешен продукт
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водно електрическа(и) централа(и)
ГВтч	Гигаватчас(а)
ЕС	Европейски съюз
ЕС-27	Европейски съюз, обхващащ 27 държави-членки
ЗТЕЦ	Заводска топлоелектрическа централа
кне/евро БВП	Килограм(а) нефтен еквивалент на единица брутен вътрешен продукт
лв./евро	Валутен курс на лева спрямо еврото
Млн. м3	Милиона кубически метра
Млрд. м3	Милиарда кубически метра
Млн. т.	Милиона тона
НСИ	Национален статистически институт
ПАВЕЦ	Помпено – акумулираща водно електрическа централа
ТВтч	Тераватчас(а)
СО₂	Въглероден двуокис
ВН	Високо напрежение
ТЕЦ	Топлоелектрическа(и) централа(и)
тне	Тона нефтен еквивалент
ТФЕЦ	Топлофикационна електроцентрала (топлофикационно дружество)
ХЕК	Хидроенергиен комплекс
хил. т.	Хиляди тона
MW	Мегават(а)

Доклад за 2010 г.

**в изпълнение на чл. 5 от Директива 2009/73/ЕО от 13 юли 2009 г.
относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и отмяна
на Директива 2003/55/ЕО**

2011 г.

Настоящият доклад се предоставя в изпълнение на чл. 5 от Директива 2009/73/ЕО от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ.

I. Баланс между търсенето и предлагането на националния пазар през 2010 г.

ВНОСЪТ на природен газ в България за 2010 г. е 2 650 млн. м³ и се осигурява от Русия - единствен доставчик на ресурса за България. Местният добив на природен газ е 74 млн. м³, реализирани от „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и „Мелроуз Ресорсис Сарл“, като в сравнение с 2009 г. е увеличен повече от 4 пъти. Значимият ръст се дължи главно на увеличен добив на „Мелроуз Ресорсис Сарл“, поради предоставянето на компанията на две нови концесии през 2010 г. за добив на природен газ в страната от находищата в Каварна и Калиакра.

Българската страна експлоатира подземното газохранилище „ЧИРЕН“ с капацитет на активен газ около 450 млн. м³/годишно. През 2010 г. в него са нагнетени 164 млн. м³ природен газ, а изтегленото количество е 300 млн. м³.

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на природен газ в страната през 2010 г. е 2 668 млн. м³, което е с 5% повече в сравнение с 2009 г. Основни потребители на природен газ са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, чието общо потребление възлиза на 1 747 млн. м³, или 66% от потреблението в икономиката и 65% от общото потребление на природен газ в страната.

Предмет на особено внимание представлява динамиката на продажбите на газоразпределителните дружества, чиито мрежи са в процес на развитие и разширение. През 2010 г. техните продажби са се увеличили с 18% спрямо 2009 г.

Транзитираното количество природен газ за Турция, Гърция и Македония през 2010 г. е 12 169 млн. м³ - намаление от 1,2% спрямо 2009 г.

II. Ниво на очакваното търсене в бъдеще и наличното предлагане

ВНОСЪТ на природен газ в България за 2011 г. се очаква да бъде 2 664 млн. м³ и ще се осъществява по дългосрочни договори с „Овергаз Инк.“ АД, „WIEE-Zug“ AG и ООО „Газпром Экспорт“. Местният добив на природен газ се очаква да бъде около 400 млн. м³ и да се реализира от „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и „Мелроуз Ресорсис Сарл“.

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на природен газ в страната през 2011 г. се очаква да надхвърли 3 млрд. м³. Основни потребители на природен газ ще са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“.

Транзитираното количество природен газ през 2011 г. се очаква да бъде 16 520 млн. м³.

III. Предвидени допълнителни капацитети, които са в процес на планиране или изграждане

Разширение на съществуващата инфраструктура:

1. Изграждане на 80 км газопровод високо налягане с номинален диаметър 300 мм от Добрич до Силистра и изграждане на АГРС в западната промишлена зона на Силистра. Максималният капацитет на газопровода е **876 млн. м³/г. Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация през 2012 г.**

2. Изграждане на 60 км газопровод високо налягане от Чирен до Козлодуй с номинален диаметър 300 мм, 10 км газопровод от Козлодуй до Оряхово с номинален диаметър 150 мм и изграждане на две АГРС. Максималният капацитет на газопровода до Козлодуй е **876 млн. м³/г.** Максималният капацитет на газопровода до Оряхово е **131 млн. м³/г. Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация в средата на 2013 г.**

3. Разширение капацитета на ПГХ „Чирен“ – от 0,45 млрд.м³ на **0,7 - 1 млрд. м³.**

4. Преносен газопровод за хранване с природен газ на гр.Банско, гр.Разлог, гр.Добричище и с.Баня.

Актуализирани са разработените през 2004 г. перспективни проучвания за хранване с природен газ на гр.Банско, гр.Разлог, гр.Добричище и с.Баня.

Избран е втори вариант на трасе с дължина 37 км с изграждане на три АГРС - Предела, Разлог и Банско. Предвижда се газопроводът да бъде с диаметър 273 мм. **Максималният предвиден капацитет на газопровода е 280 млн. м³/г.** Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация през 2013 година.

5. Изграждане на измервателни възли между транзитен газопровод (ТГ) и националната газопрееносна мрежа (магистрален газопровод - МГ).

Предвидено е изграждане на измервателни възли, позволяващи измерване на количеството природен газ за пренос от транзитния газопровод към националната газопрееносна мрежа на страната, както следва:

- Изграждане на измервателен възел – технологична връзка между ТГ и МГ на линеен кран АП1, землището на с.Мирово. За обекта е разработен ПУП и Инвестиционен проект в процес на съгласуване. Предвижда се обектът да бъде пуснат в експлоатация през 2012 г.
- Изграждане на измервателен възел на технологична връзка между ТГ и МГ при КС „Лозенец“. Предвижда се обектът да бъде пуснат в експлоатация в края на 2012 г.

Нова инфраструктура:

1. Междусистемна връзка България – Румъния IBR (Русе - Гюргево)

Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15,4 км на българска територия и 2,1 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е **1,5 млрд. м³/г., а минималният 0,5 млрд. м³/г.**, диаметър на тръбата 500 мм и работно налягане 54 bar. **Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация през 2012 г.** За проекта е взето крайно инвестиционно решение (решение на СД на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 23.11.2010 г. и решение на „Български енергиен холдинг“ ЕАД от 10.02.2010 г.).

2. Междусистемна връзка България – Сърбия (IBS)

Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 150 км, от които около 45 км на българска територия. **Предвиденият капацитет на газопровода е 1,8 до 5 млрд. м³/г. Планирано е проектът да бъде пуснат в експлоатация през 2014 – 2015 г.**

3. Междусистемна връзка Турция - България (ITB)

Реверсивна междусистемна газова връзка с дължина от 75 км на българска територия. Предвиденият **първоначален капацитет на интерконектора е 1-1,5 млрд.м³/г, а максималният до 5,5 млрд. м³/г**, предварително оценен диаметър на тръбата е 700 мм, работно налягане 75 bar. **Проектът се намира в идейна фаза и е планирано да бъде пуснат в експлоатация през 2013 г.** (предвиденият срок за влизане в експлоатация е 2 години).

4. Междусистемна връзка Гърция - България (IGB)

Междусистемна газова връзка с дължина от 140 км на българска територия. Предвиденият **първоначален капацитет на интерконектора е 3 млрд. м³/г, а максималният до 5,5 млрд. м³/г на следващ етап** (при изграждане на компресорна станция), предварително оценен диаметър на тръбата е 700 мм, работно налягане 75 bar. **Планираното пускане в експлоатация е през 2014 г., като амбицията ни е да се осъществи до края на 2013 г.**

5. CNG

Проект за доставка на CNG през Черно море. Проектът е във фаза на предварително проучване. **Планиран капацитет 2 млрд. м³/г.**

IV. Качество и ниво на поддръжка на мрежите

1. Разработена тригодишна Бизнес програма на дружеството, одобрена с Решение на Съвета на директорите на "Булгартрансгаз" ЕАД, и Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД.

С оглед дългогодишната експлоатация и амортизация от над 30 години на газопреносната мрежа, в програмата е заложено извършването на цялостна техническа проверка (одит), включваща както линейната част, така и компресорните станции. Ежегодно основните мероприятия, изпълнявани по газопреносната система са:

По линейната част:

- вътрешно тръбни инспекции с интелигентни бутала;
- необходими ремонти след инспекции;
- мониторинг на системата за катодна защита;
- противоерозионни мероприятия;
- поддържане на аварийен резерв;

По компресорните станции:

- преизпитания на якост и плътност;
- планови инспекции и ремонти на технологичното оборудване;
- поддържане на аварийен резерв от резервни части и газотурбинни двигатели;

По АГРС, ГРС и ГИС:

- метрологично осигуряване на средствата за измерване;
- оценка състоянието на проектите с действащата нормативна база и стандарти;
- метрологична експертиза на техническата документация на проекти за ГРС и АГРС.

Всички мероприятия по системата се извършават в съответствие с най-добрите европейски практики и въз основа на европейски и хармонизирани стандарти в областта на газовата индустрия, Закона за енергетиката и действащите регулаторни Наредби за устройство и безопасна експлоатация на газопроводи, газови съоръжения, съдове под налягане, електрически уредби и електропроводни линии, средства за измерване.

2. Разработена Годишна програма за инвестиции и експлоатационна поддръжка на дружеството за 2010 г., одобрена с Решение на Съвета на директорите на "Булгартрансгаз" ЕАД, и Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД.

Програма за реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА – поддръжка:

- модернизация и рехабилитация на съществуващи съоръжения;
- ремонтни дейности;

- реконструкции на обекти на "Булгартрансгаз" ЕАД.

3. Есенно зимна подготовка на газопреносната система и прилежащите и съоръжения.

- Програма, която включва необходимите дейности и контрол за привеждане на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД в състояние на готовност за работа в предстоящия есенно-зимен сезон.
- Мероприятия по магистрални и транзитни газопроводи и електрохимичната защита; компресорни станции; подземно газово хранилище "Чирен"; газорегулиращи и газоизмервателни станции; електрозахранване и оборудване; диспечеризация; технологични съобщителни връзки; противопожарна безопасност;
- Проверки, профилактики, технологично обслужване на газови съоръжения, обходи на газопроводната система, мониторинг.

4. За всички елементи на преносната мрежа са разработени експлоатационни инструкции, по които се осъществява поддържането на мрежата.

Съгласно Наредба за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ се водят ремонтни дневници, в които се вписват: извършените ремонтни дейности, технологично обслужване съгласно изискванията на производителя на оборудването, моментното състояние на елементите на мрежата.

V. Мерки за покриване на върховото търсене или за действие в случай на дефицит на един или повече доставчици

През 2010 г. не са предприемани допълнителни мерки за осигуряване на количества природен газ в дните на пиково/върхово потребление.

В тези случаи необходимите допълнителни количества се доставят основно по газопровода за пренос на природен газ през Румъния (входна точка ГИС-1 Негру Вода) и от ПГХ „Чирен“. Постигнатото върхово за последните 5 години потребление от 16,8 млн. м³/ден (24.01.2006 г.) не е достигано през 2010 г. Такова пиково количество може да бъде осигурено при следните условия:

1. Одобрена от ООО „Газпром Експорт“ завишена заявка за количества на ГИС-1 Негру Вода над определените по договор;
2. Максимален добив от ПГХ „Чирен“;
3. Местен добив.

В случай на дефицит на един или повече доставчици (на входна точка ГИС-1 Негру Вода), „Булгартрансгаз“ ЕАД има подписани споразумения с операторите на Гърция и Турция за пренос на природен газ в обратна посока, които са валидни в случай на прекъсване на преноса на природен газ за тези страни през България.

В тази ситуация могат да бъдат осигурени в условията на реверсивен пренос по 2,4 млн. м³/ден съответно на трансграничните входно/изходни точки Кула/Сидирокастрон (българо/гръцка граница) и Малкочлар (Турция). Другите източници за покриване на върховото търсене остават – максимален добив от ПГХ „Чирен“ и местен добив.