

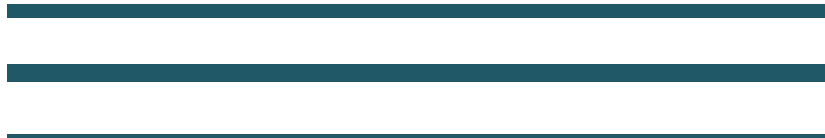


БЮЛЕТИН

**ЗА СЪСТОЯНИЕТО И
РАЗВИТИЕТО НА ЕНЕРГЕТИКАТА
НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**

2014 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	4
2	ЕНЕРГЕТИКАТА В ЦИФРИ – 2013 г.	12
3	СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА	19

ЕНЕРГИЕН ПРОФИЛ НА РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

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

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Население	млн.	7.72	7.68	7.64	7.61	7.56	7.50	7.33	7.28
БВП, реален ръст	% год.	6.4	6.5	6.4	6.2	-5.5	0.4	1.8	0.8
БВП на човек от населението в стандарти на покупателната способност (ППС)*	ЕС=100	37	38	40	44	44	44	47	47
Износ	млн. евро	9 467	12 012	13 512	15 204	11 699	15 561	20 265	20 770
Внос	млн. евро	14 668	18 480	21 862	25 095	16 876	19 245	23 407	25 460
Ср. годишна инфлация	%	5.0	7.3	8.4	12.3	2.8	2.4	4.2	3.0
Безработица	%	10.1	9.0	6.9	5.6	6.8	10.2	11.3	12.3
Валутен курс	лв./евро	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558

Източник: НСИ, БНБ, *Евростат

МАКРОЕНЕРГИЙНИ ПОКАЗАТЕЛИ

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Производство на първична енергия	1000 тне	10 539	11 011	9 738	9 966	9 553	10 188	11 919	11 321
Брутно вътрешно потребление на енергия	1000 тне	20 122	20 761	20 163	19 908	17 444	17 783	19 106	18 305
Крайно енергийно потребление	1000 тне	9 512	9 880	9 748	9 552	8 493	8 720	9 050	9 044
Дял на ВЕИ в брутното крайно потребление на енергия	%	9.5	9.7	9.4	10.7	12.4	14.4	14.6	16.3

Данните за периода 2005-2012 год. са актуализирани от годишника на НСИ за 2012 г.

ИНДИКАТОРИ ЗА ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	кне/евро	0.865	0.838	0.765	0.711	0.659	0.669	0.706	0.671
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	2005=100	100.0	96.9	88.4	82.2	76.2	77.4	81.6	77.6
Крайно енергийно потребление/БВП*	кне/евро	0.409	0.399	0.370	0.341	0.321	0.328	0.334	0.332
Крайно енергийно потребление/БВП*	2005=100	100.0	97.5	90.4	83.4	78.5	80.2	81.8	81.1
Крайно/ Брутно вътрешно потребление на енергия	%	0.47	0.48	0.48	0.48	0.49	0.49	0.47	0.49

Източник: Евростат, НСИ

*константни цени от 2005

ЕНЕРГИЙНА ЗАВИСИМОСТ

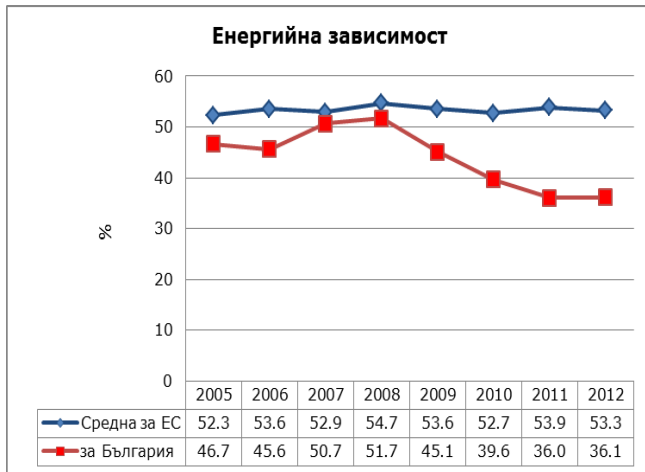
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Енергийна зависимост, общо	%	46.7	45.6	50.7	51.7	45.1	39.6	36.0	36.1
Енергийна зависимост, въглища	%	37.0	35.2	38.9	42.6	27.3	24.7	24.4	21.4
Енергийна зависимост, петролни продукти	%	102.2	98.5	100.0	98.7	101.4	101.0	97.7	96.9
Енергийна зависимост, природен газ	%	87.7	89.9	91.5	96.2	98.6	92.6	86.1	83.3

Източник: Евростат

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

Реализираните през последните години мерки за стимулиране на енергийната ефективност, увеличеното производство на енергия от възобновяеми енергийни

източници и осъществените проекти на нови мощности на местни въглища имат положително отражение на показателя за енергийна зависимост.



Енергийната зависимост на България през последните четири години е значително по-ниска от средната за страните членки на ЕС.

ИНСТИТУЦИИ

Министерството на икономиката и енергетиката (<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>)

ЕНЕРГИЙНИ КОМПАНИИ

БЪЛГАРСКИ ЕНЕРГИЕН ХОЛДИНГ (БЕХ)

Българският Енергиен Холдинг ЕАД (БЕХ ЕАД) е създаден на 18.09.2008 г. с Решение на Министъра на икономиката и енергетиката с предмет на дейност придобиване, управление, оценка и продажба на участия в търговски дружества, осъществяващи стопанска дейност в областите на производство, добива, преноса, транзита, съхранението, управлението, разпределението, продажбата и/или изкупуването на природен газ, въглища, електрическа и топлоенергия, както и други видове енергия и суровини. БЕХ ЕАД е акционерно дружество със 100% държавно участие. От своя страна, БЕХ ЕАД е 100% собственик на капитала на: Мини „Марица-изток“ ЕАД, ТЕЦ „Марица-

изток 2" ЕАД, АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД, „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгартел“ ЕАД.

Въгледобив

Мини „Марица Изток“ ЕАД е дъщерно дружество на БЕХ ЕАД, което е в началото на технологичния процес за производството на електроенергия от топлоелектрическите централи в комплекса „Марица Изток“. Мините експлоатират най-голямото находище на лигнитни въглища в България, което снабдява с въглища четири топлоелектрически централи за производство на електроенергия и брикетна фабрика за производство на брикети. Общият добив на енергийни въглища в Мини „Марица Изток“ за 2013 г. е 25.0 млн. тона, което представлява 90% от общия добив на въглища за производство на електрическа и топлинна енергия в България.

Приоритетно участие в добива на кафяви въглища имат въглищата, добивани в Пернишкия и Бобовдолския басейни.

Добивът на черни въглища се реализира от мини „Балкан 2000“ ЕАД.

Природен газ

Компаниите, които осъществяват **местния добив на природен газ**, са „Петрокелтик“ (бивша „Melrose Resources Sarl“) и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. През 2013 година, добивът на природен газ в страната бележи Спад от 28% спрямо 2012 г.

„Булгаргаз“ ЕАД (Обществен доставчик на природен газ с функции по покупка и продажба на природен газ) и **„Булгартрансгаз“ ЕАД** (Комбиниран оператор с функции по пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ с подадено заявление за сертифициране на дружеството като независим преносен оператор) са създадени в резултат на юридическо и организационно реструктуриране на националната газова компания, като същите понастоящем са дъщерни дружества на БЕХ ЕАД.

Газоразпределението се осъществява от частни регионални и локални компании, като през 2013 г. с основен пазарен дял от 59% са дъщерните дружества на „Овергаз“ АД, „Ситигаз България“ с пазарен дял от 16%, „Черноморската технологична компания“ с 10% и други газоразпределителни дружества с пазарен дял общо 5%.

Нефт и нефтени продукти

Пазарът на нефт и нефтени продукти в страната е напълно либерализиран. В България оперира най-голямата нефтена рафинерия на Балканския полуостров с мажоритарен собственик Лукойл. Сред по-големите участници в търговията с нефт и нефтени продукти са **LUKOIL, PETROL, OMV, SHELL, ЕКО, Ромпетрол, NAFTEX, PRISTA OIL, ОПЕТ, HELLENIC PETROLEUM.**

„ЛУКОЙЛ България“ ЕООД – дъщерно дружество на руската Лукойл от 1999 г., е лидер в търговията и дистрибуцията на горива, полимери и нефтохимикали,

производство на **„ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД**. Групата притежава верига над 200 бензиностанции в цялата страна, с висок дял от пазара на нефтопродукти, горива и полимери в държави от ЮИЕ.

„ПРИСТА ОЙЛ“ АД – България е част от Групата на „ПРИСТА ОЙЛ“, която посредством дъщерните си дружества в цяла Европа, упражнява дейности в областта на производството, разпространението, продажбата и търговията с моторни и индустриални масла, греси, спирачни течности, металообработващи течности и охлаждащи течности. За последните 13 години фирмата е развила бизнес отношения в над 20 държави от региона, като пазарното ѝ присъствие в отделните страни е в рамките на 5-55%.

„ПЕТРОЛ“ АД е частна компания, създадена през 1932 г., лидер в дистрибуцията на горива в България, с повече от 500 бензиностанции, лаборатории за постоянен контрол на качеството на нефтопродуктите, 80 петролни бази и 3 петролни пристанищни терминала, равномерно разпределени в цялата страна.

Електроенергия

България разполага с разнообразен електропроизводствен микс, включващ ядрени, термични и централи, използващи ВЕИ (водни, вятърни, слънчеви централи и електроцентрали на биомаса). Производството на електрическа енергия се осъществява от:

- Ядрената централа **АЕЦ „Козлодуй“** (с мощности в експлоатация 2000 MW) в състава на БЕХ;
- Конвенционалните централи са с мощности в експлоатация както следва: кондензационни ТЕЦ – 4 208 MW; ТФЕЦ – 732.9 MW и ЗТЕЦ – 488 MW;

От термичните централи единствено **„Марица Изток 2“ ЕАД** (1 604 MW) е държавна компания в състава на БЕХ ЕАД, другите - ТЕЦ „Варна“ ЕАД (420 MW), ТЕЦ „Контур Глобал Оперейшънс България“ (908 MW), заместваща мощност на площадката на „Ей И Ес-ЗС Марица Изток 1“ (686 MW), ТЕЦ „Марица 3 Димитровград“ (100 MW), ТЕЦ „Русе“ (110 MW) и ТЕЦ „Бобов дол“ (380 MW) са изцяло или преобладаващо частна собственост;

- Централите, използващи ВИ въведени в експлоатация са с мощност както следва: ВЕЦ (без ПАВЕЦ Чаира) – 2 346 MW; ВяЕЦ - 680 MW; ФЕЦ – 1 018 MW и ЕЦ на биомаса – 31 MW.

„Националната електрическа компания“ ЕАД е дъщерно дружество на БЕХ ЕАД, което осъществява лицензирани дейности по производство на електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ, доставки на електрическа енергия на потребители, присъединени към преносната мрежа и на крайните снабдителите на електрическа енергия, и е страна по сключени дългосрочни двустранни договори за изкупуване на електроенергия. В

изпълнение изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, въведен в страната с измененията на Закона за енергетиката от 2012 г. (обн. ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.), ЕСО ЕАД е отделено заедно с преносните активи от НЕК ЕАД, като двете дружества остават в структурата на БЕХ ЕАД.

ЕСО ЕАД притежава лицензия за пренос на електрическа енергия (Решение на ДКЕВР № Р-205 от 18.12.2013 г.). Считано от 04.02.2014 г. ЕСО ЕАД е собственик на преносната електрическа мрежа. След изпълнение на всички законови изисквания, ЕСО ЕАД следва да подаде заявление до ДКЕВР за сертифициране като независим преносен оператор.

Разпределението на електрическа енергия на регулирания пазар се осъществява от регионални компании – оператори на електроразпределителната мрежа – „Енерго-Про Мрежи“ АД (Югоизточна България) и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД (Западна България) с мажоритарни акционери съответно Енерго-Про а.с. Чехия и ЧЕЗ а.с. Чехия. Оператор на електроразпределителната мрежа в Югозападна България е „ЕВН България Електроразпределение“ АД, в който мажоритарен акционер е EVN AG Австрия. Крайни снабдители в регулирания сегмент на пазара в съответните лицензионни територии, посочени по-горе, са „Енерго-Про Продажби“ АД, „ЧЕЗ Електро България“ АД и „ЕВН България Електроснабдяване“ АД.

От 1 юли 2007 г. българският пазар на електрическа енергия е напълно либерализиран, което означава, че всеки потребител има законово право на избор на доставчик и на свободен и равнопоставен достъп до мрежата за пренос на електрическа енергия до мястото на потребление. Въведен е пазарен модел, основан на регулиран достъп на трета страна до мрежата, при който сделките се осъществяват чрез директни двустранни договори между производители или търговци и потребители, като недостигащите количества се купуват, а излишъците по двустранни договори се продават на балансиращия пазар. В преходния период на поетапна либерализация, паралелно със свободния сегмент, където цените се договарят свободно между страните по сделките, които подлежат на балансиране, продължава да съществува и сегмент, на който сделките с електрическа енергия се осъществяват по регулирани от ДКЕВР цени.

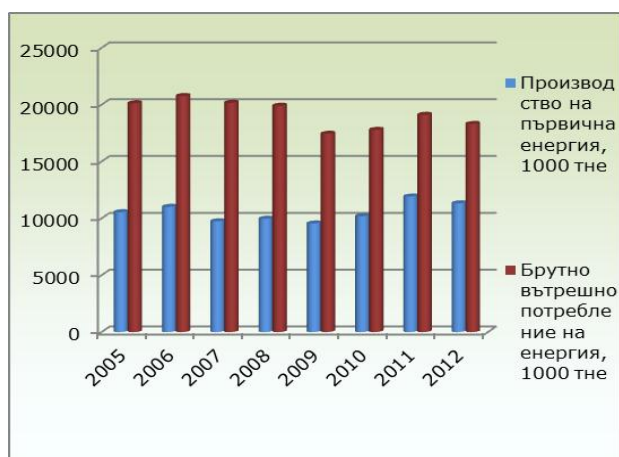
Топлинна енергия

Лицензии за извършване на дейността топлоснабдяване са предоставени от ДКЕВР на над 20 регионални топлоснабдителни компании. Други лицензии са издадени за топлоелектрически централи в активите на химически, металургични, хранително-вкусови, нефтохимически и текстилни промишлени предприятия. Общо инсталираната топлинна мощност е 11 000 MW от които 6 620 MW на топлофикационните дружества. Повечето от тези компании разполагат с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и притежават лицензия за продажба на електроенергия по комбиниран способ по утвърдени от ДКЕВР преференциални цени.

Всички топлофикационни дружества, осъществяващи централизирано топлоснабдяване в 12 големи града на страната, с изключение на „Топлофикация София“ ЕАД (която обслужва над 70% от всички потребители на топлинна енергия и е 100% общинска собственост), са частна собственост.

ПРОИЗВОДСТВО НА ПЪРВИЧНА ЕНЕРГИЯ

Производството на първична енергия в страната задоволява около 50% от брутното вътрешно потребление на енергия при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от тази на потреблението.



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.



КРАЙНО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА ЕНЕРГИЯ

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

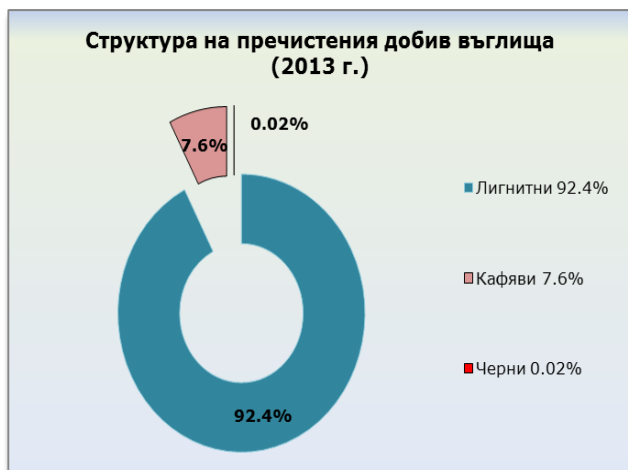


ЕНЕРГЕТИКАТА В ЦИФРИ – 2013 Г.

Настоящият раздел е подготвен въз основа на констативния гориво-енергиен баланс за 2013 г., който се изготвя от Министерство на икономиката и енергетиката на базата на отчетна информация, предоставена от енергийните дружества в страната, в съответствие с разпоредби на Закона за енергетиката, и подзаконовата нормативната рамка по неговото прилагане.

МЕСТНИ ВЪГЛИЩА

Добивът на въглища през 2013 г. възлиза на 28.6 млн. тона, което е с 14.3% по-малко в сравнение с 2012 г.



В структурата на добитите въглища преобладават лигнитните, следвани от кафявите и черни въглища.

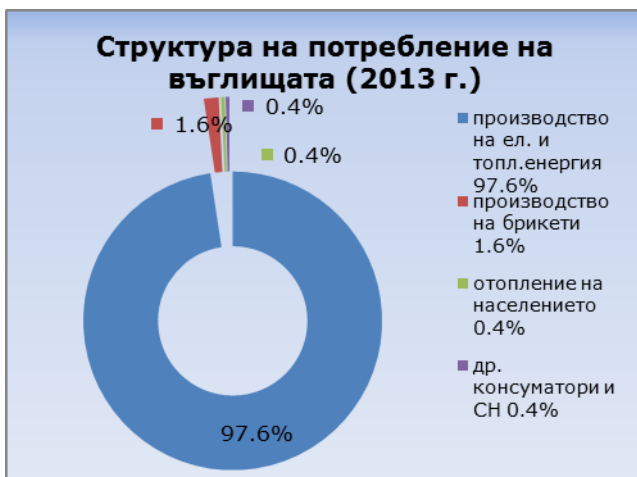


Основният производител на лигнитни въглища Мини „Марица изток“ ЕАД е с дял от 96.3%. Други производители на лигнитни въглища са мините „Бели брег“ (1.6%), „Станянци“ (1.2%) и „Чукурово“ (0.7%).



Общият добив на кафяви въглища, който е с дял 7.6% от общия добив, е осъществен основно от Бобовдолския басейн с дял 47% и Пернишкия басейни - 45%.

Общият добив на черни въглища е незначителен (6.5 хил.т.) и е реализиран от Мини „Балкан 2000“.



Потреблението на въглища е предимно за производство на електрическа и топлинна енергия – 97.6%, както и за производство на брикети -1.6%. Консумацията за собствени нужди и други консуматори, както и за отоплителни нужди на домакинствата е от порядъка на по 0.4%.

ПРИРОДЕН ГАЗ

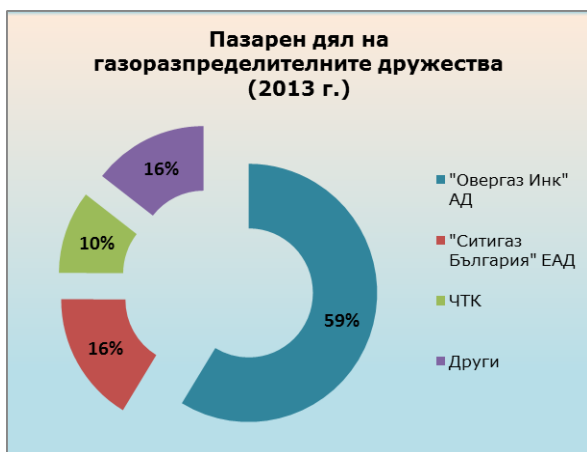
Добивът на природен газ в страната през 2013 г. е 282 млн. м³ или с 27.7% по-малко от 2012 г.

Вносът на природен газ в България за 2013 г. е 2 569 млн. м³, което е с 1.7% повече от предходната 2012 г.

На територията на страната има едно газово хранилище ПГХ „Чирен“ с капацитет на активен газ около 450 млн. м³/годишно. През 2013 г. в него са нагнетени 335 млн. м³ природен газ, а изтегленото количество е 239 млн. м³.



Потреблението на природен газ в страната за 2013 г. е 2 813 млн. м³, което е с 2.3% повече в сравнение с 2012 г.



Газоразпределителната мрежа е в процес на развитие и разширение. Дружествата с най-голям пазарен дял в страната са „Овергаз Инк“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и Черноморска Технологична Компания.

През 2013 г. газоразпределителните дружества са разпределили на територията на страната 3.6% по-малко природен газ в сравнение с 2012 г.



През 2013 г. има увеличение на транзитираните количества през страната с 5.4%, като увеличението е и по трите направления. Структурата на транзитираните количества природен газ по направления е показана на графиката.

НЕФТ И НЕФТОПРОДУКТИ

Добивът на нефт в България е в незначителни количества. През 2013 г. добитите количества нефт в страната са със 17% повече в сравнение с 2012 г.

Потребностите от нефт в България се обезпечават предимно от внос. През 2013 г. в страната са внесени 5% повече в сравнение с 2012 г.

Произведените нефтопродукти са реализирани както на вътрешния пазар на горива (автомобилно, дизелово, самолетно гориво и масла), така и за износ.

ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

Брутното **производство** на електрическа енергия през 2013 г. е 43.7 ТВтч, което е със 7.5% по-малко от производството през 2012 г. Увеличение има при производството на електрическа енергия от ВИ (+33%), ЗТЕЦ (+6%) и ТФЕЦ (+2%). Намаление в брутното производство на електрическа енергия през 2013 г. в сравнение с 2012 г. се наблюдава при ТЕЦ (-18%), АЕЦ (-10%) и ПАВЕЦ (-2%).



В структурата на производство на електрическа енергия доминират електроенергетичните централи, използващи въглища, следвани от ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“.



В структурата на производство на електрическа енергия от ВИ най-голям е дялът на ВЕЦ, докато другите две групи – вятърни генератори и фотоволтаични инсталации са с изравнено участие.



Основен дял в структурата на вложените горива за производство на електрическа енергия имат местните въглища и ядреното гориво.

Делът на вложените местни енергоносители за производството на електрическа енергия през 2013 г. е 91%, а на вносните – 9% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

Брутното вътрешно електропотребление през 2013 г. е в размер на 37.6 ТВтч, което е намаление с 3.6% спрямо 2012 г.

Производството на електрическа енергия от **ВИ** покрива 18.4% от брутното вътрешно потребление на електрическа енергия в страната през 2013 г.

Крайното потребление на електрическа енергия в страната през 2013 г. възлиза на 28.5 ТВтч (2.2% по-малко в сравнение с 2012 г.), в т.ч. небитови клиенти – 18.0 ТВтч и битови клиенти - 10.5 ТВтч.

Закупената от крайните снабдители електрическа енергия възлиза на 25.5 ТВтч, което е с 3.1% по-малко в сравнение с 2012 г.

Търговският износ на електрическа енергия през 2013 г. е 6.2 ТВтч, което е с 25.5% по-малко в сравнение с 2012 година и представлява 14.2% от брутното производство.

Нивото на отваряне на пазара на електроенергия, включващ както потребителите, възползвали се от правото си на избор на доставчик, така и търговския износ е 35.2%.

ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ

През 2013 г. общо **произведената** топлинна енергия от ТФЕЦ, ЗТЕЦ и АЕЦе 15.1 ТВтч, което е със 2.8% по-малко в сравнение с 2012 г. топлинна енергия.



В структурно отношение най-голямо е производството от ЗТЕЦ, следвано от ТФЕЦ и АЕЦ.



С най-голям относителен дял от вложените горива за производство на топлинна енергия са газообразните горива - 46%, следвани от вносните въглища - 31%, местни въглища - 16%. Останалите са с незначително участие. Биогоривата, с дял от 5%, бележат значителен ръст спрямо предходната година.

Делът на вложените вносни енергоносители за производството на топлинна енергия е 78%, а на местните - 22% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

Общото крайното потребление на топлинна енергия в страната през 2013 г. възлиза на 12.4 ТВтч, което е с 6.6% повече спрямо 2012 г. В структурата на потребление на топлинна енергия с най-голям дял са небитовите (промишлени и стопански) клиенти - 65%, следвани от битовите клиенти - 30% и небитови бюджетни клиенти - 5%.

Централизираното топлоснабдяване в 12 големи градове на страната се осъществява от централи, извършващи комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. През 2013 г. от тях са **произведени** 6.6 ТВтч топлинна енергия.

Крайното потребление на топлинната енергия, произведена от тези централи, е 5.0 ТВтч, като 73.6% от нея е за битови клиенти, 13.7% за небитови (промишлени и стопански) клиенти и 12.7% за небитови бюджетни клиенти.

Списък на съкращенията

АЕЦ	Атомна електрическа централа
ТЕЦ	Топлоелектрическа(и) централа(и)
ЗТЕЦ	Заводска топлоелектрическа централа
ТФЕЦ	Топлофикационна електроцентрала (топлофикационно дружество)
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водно електрическа(и) централа(и)
ВяЕЦ	Вятърни електрическа(и) централа(и)
ФТЕЦ	Фотоволтаични електрическа(и) централа(и)
БЕЦ	Електрическа(и) централа(и) на биомаса
ПАВЕЦ	Помпено – акумулираща водно електрическа централа
ЕС	Европейски съюз
ЕС-28	Европейски съюз, обхващащ 28 държави-членки
БВП	Брутен вътрешен продукт
ГВтч	Гигаватчас(а)
MW	Мегават
ЕС	Европейски съюз
ТВтч	Тераватчас(а)
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

**Доклад в изпълнение на
чл. 4 от Директива 2009/72/ЕО от 13 юли 2009 г. относно общите правила на
вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО и
чл. 7 от Директива 2005/89 от 18 януари 2006 г. относно мерки за гарантиране
сигурността на доставките на електрическа енергия и
инфраструктурните инвестиции**

Юли 2014 г., София

МИНИСТЕРСТВО НА ИКОНОМИКАТА И ЕНЕРГЕТИКАТА

Настоящият доклад се предоставя в изпълнение на чл. 4 от Директива 2009/72 от 13 юли 2009 г. относно общите правила на вътрешния пазар на електроенергия и чл. 7 от Директива на 2005/89 от 18 януари 2006 г. относно мерки за гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия и инфраструктурните инвестиции.

I. Възможности на електроенергийната система (ЕЕС) за снабдяване на текущите и бъдещите потребности от електрическа енергия, включително:

1. Гарантиране на електроенергийните доставки

Дейностите по оперативно управление на ЕЕС и планиране режимите на работа се осъществяват от оператора на електропреносната мрежа, в лицето на лицензианта „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД („ЕСО“).

„ЕСО“ оперативно управлява технологичната дейност на електропроизводствените и електроразпределителните дружества като регулира, резервира и пренася електроенергия, осигурявайки сигурно електроснабдяване и жизненост на пазара на електроенергия. Дейностите на „ЕСО“ се разглеждат като два вида системни услуги. Едните операторът създава сам и ги предоставя на всички ползватели на електропреносната мрежа, а за вторите, чрез закупуване на разполагаемост, запазва и използва под формата на допълнителни услуги от доставчици, трансформира ги в системни услуги, след което ги предоставя на всички ползватели.

Всички планови или координационни дейности се основават на прогнозите на товарите и електропотреблението за съответните цели: инвестиционно планиране с прогнозен период над пет години, помесечно годишно планиране, подневно месечно планиране, подневно седмично планиране, почасово денонощно или вътрешно дневно препланиране.

„ЕСО“ планира средносрочното и дългосрочното развитие на производствената подсистема и на електропреносната мрежа.

Планирането на работата на ЕЕС включва най-общо:

- планираните годишни разполагаемости и годишните престои на производствените агрегати по критерий за максимална надеждност и равномерна месечна адекватност и изготвените въз основа на тях - програма за общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма, договорени с производителите на електроенергия;
 - планираният студен резерв, резервът за първично, вторично и за третично
-

регулиране и неговото използване;

- определяне състава на агрегатите в ЕЕС за следващия ден/дни, на база търговските планове/графици на пазарните участници, съчетано с прогнозите за производство от ВЕИ и почасовия товар, изготвени от оператора на електропреносната мрежа, въз основа на които се определя състава на агрегатите в ЕЕС за следващия ден/дни;
- разполагаемата пропускателна способност (NTC) по междусистемните електропроводи, във връзка с обмена на електроенергия с останалите страни от зоната на ENTSO-E в MW, за всеки следващ месец.

За гарантиране на електроенергийните доставки, „ЕСО“ сключва договори/сделки с доставчиците на допълнителни услуги по технико-икономически критерии. Чрез поддържането и управлението на наличните резерви (включително и студен), операторът обезпечава сигурността на системата от техническа гледна точка, включително качеството на електрическата енергия (необходимите честота и напрежение), както и сигурността на електроснабдяването.

При изпълнение на основната си функция за управление на ЕЕС, „ЕСО“ осигурява допълнителната услуга студен резерв, необходима за гарантиране на баланса между производството и потреблението, съгласно заповед на министъра на икономиката и енергетиката, като сключва съответните договори с електрическите централи, чрез регулярно провеждани тръжни процедури. Размерът на студения резерв се определя съгласно Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), където е приложен традиционния икономически подход на равновесието на Nash, а именно за оптималният резерв, когато разходите за резервиране са равни на потенциалните загуби от недоставяне на електроенергия. Разполагаемият студен резерв при оперативното управление (в реално време) на ЕЕС обезпечава следните два случая:

- аварийно отпадане на работещи генераторни мощности;
- отклонение на реалните електрически товари над прогнозните със стойности, по-големи от наличния резерв за вторично регулиране. Основните причини за такова отклонение могат да бъдат неочаквани екстремни промени в климатичните условия, предизвикващи нарастване на битовото и промишленото потребление.

Размерът на допълнителната услуга "първично регулиране" се планира въз основа на задълженията, определени от подгрупата "System Frequency" при "System Operations Committee" на ENTSO-E и съгласно изискванията на ПУЕЕС. Първично регулиране се

предоставя само от блокове на термични електроцентрали, в които то е активирано по диспечерско нареждане.

Размерът на допълнителната услуга "вторично регулиране" се планира, съгласно изискванията на ПУЕЕС и „Policy 1“ на „Operation Handbook“ на ENTSO-E. Вторично регулиране се предоставя от блокове на термични електроцентрали и хидроагрегати на водните централи, които са синхронизирани с ЕЕС и в които то е активирано по диспечерско нареждане.

Размерът на третичния резерв се определя от мощността на най-големия работещ агрегат и включва следните компоненти:

- частта от въртящия резерв на синхронните генератори, работещи в паралел с ЕЕС, която не е включена в резерва за първично и вторично регулиране;
- синхронните генератори, които могат да бъдат включени в паралел и натоварени в рамките на 15 минути;
- диапазон на промяна на електрически товар, която може да бъде осъществена след диспечерско разпореждане в рамките на 15 минути.

„ECO“ осъществява централизираното оперативно управление, контрола и координацията на режимите на работа на ЕЕС и синхронната работа с ЕЕС на страните от електроенергийното обединение на ENTSO-E и като член на обединението спазва всички изисквания и препоръки на ENTSO-E при работата в паралел. Управлението на ЕЕС в реално време превръща всички планиращи и координиращи дейности в реалност. Преди всичко то включва:

- регулиране на напрежението и реактивните мощности;
- оперативни превключвания за промяна конфигурацията на електропреносната мрежа;
- преодоляване на тесни места в електропреносната мрежа;
- контрол на търговските графици за производство на електрическа енергия;
- координация на паралелната работа на ЕЕС на България с другите ЕЕС от електроенергийното обединение на Синхронната зона на континентална Европа.
- Противоаварийно управление на ЕЕС;
- Възстановяване устойчивата паралелна работа на ЕЕС след системни аварии.

След изтичане на всеки ден се извършва оперативен анализ и регистрация на режимните показатели на ЕЕС и при необходимост се предприемат корективни мерки.

В рамките на ENTSO-E всяко тримесечие се изготвя доклад, в който се оценява работата на отделните контролни блокове по определени критерии - системна грешка за час (ACE) при нормална работа и смущения в системата, отклоненията на честотата и междусистемните обмени от зададения график.

По отношение изпълнението на Директива 2009/28/ЕО от 23 април 2009 година за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници, националните индикативни цели за дял на ВЕИ в крайното енергийно потребление (в частта електроенергия) са изпълнени още през 2012 година.

Въпреки предстоящите извеждания на генераторни мощности от експлоатация поради екологични причини, ЕЕС на страната остава с висока степен на адекватност (доказателство за това са докладите SAF - System Adequacy Forecast на ENTSO-E) и достатъчна обезпеченост на необходимите допълнителни услуги, гарантиращи нейната надеждност и сигурност.

2. Оперативна сигурност на мрежите

„ЕСО“ осъществява управлението на електроенергийната система на България, съвместната паралелна работа с електроенергийните системи на другите страни от ENTSO-E, осигурява експлоатацията, поддръжката и развитието на преносната електрическа мрежа и администрира пазара на електрическа енергия. На 4 февруари 2014 г. „ЕСО“ ЕАД се отдели от „НЕК“ ЕАД, за изпълнение на изискванията на Директива 2009/72/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и националното законодателство.

Управлението на електроенергийната система се осъществява в съответствие с изискванията на „Правила за управление на ЕЕС“ и „Operation Handbook“ на ENTSO-E. Междусистемните обмени със съседните ЕЕС се осъществяват в рамките на предоставените преносни способности съгласно публикуваните Тържни правила на отделните граници, сключени търговски договори и приети стандарти за сигурност в регионалната група „Континентална Европа“ на ENTSO-E.

Централно диспечерско управление (ЦДУ) осъществява централизирано оперативното управление, контрол и координиране на режимите на ЕЕС, съвместната паралелна работа с електроенергийните системи на другите страни от континентална Европа и организира

пазара на електрическа енергия. Координирано с ЦДУ, в страната работят четири териториални диспечерски управления (ТДУ), които управляват ЕЕС на своята територия.

Показателите за работата на електроенергийната система на България са едни от най-добрите в рамките на ENTSO-E. Тези резултати са постигнати от оперативния персонал, чрез използване на модерна управляваща инфраструктура, включваща диспечерски управляващи системи (SCADA/EMS) за реално време в ЦДУ и ТДУ, телекомуникации и телемеханика в централите и подстанциите, които образуват автоматизирана система за диспечерско управление (АСДУ). Чрез телекомуникационната инфраструктура и комуникационните сървъри на диспечерската система, се осъществява обмен на информация в реално време с диспечерските центрове на Системните оператори от съседните страни.

Чрез системи за автоматизирано управление на подстанции (САУП) и класически телемеханични системи в електроенергийните обекти непрекъснато се събира необходимата информация за диспечерското управление на ЕЕС.

В преносната мрежа на „ЕСО“ е изградена телекомуникационна инфраструктура, чиято основа е резервирана оптическа комуникационна мрежа. Върху нея са изградени корпоративни WAN (Wide Area Network) за нуждите на оперативното управление и администрацията. Чрез тази инфраструктура се осигурява предаването на информация между електроенергийните обекти и диспечерските центрове, команди за ускоряване действието на релейни защиты и за действието на противоаварийни автоматики и предоставянето на други трафични услуги за нуждите на „ЕСО“ ЕАД.

Допълнително през 2013 г. на територията на ENTSO-E е внедрена пан-европейска система за оперативно предупреждение при възникване на аварии (ENTSO-E Awareness System). Посредством тази система се наблюдава работата в реално време на всички системни оператори от синхронната зона „Континентална Европа“ на ENTSO-E.

Все по-дълбокото навлизане на информационните и управляващи системи в областта на оперативното управление на ЕЕС естествено водят към внедряването на технически средства за изграждане на „Интелигентна мрежа“. Във връзка с това „ЕСО“ ЕАД непрекъснато модернизира информационно - управляващата си инфраструктура и внедрява високотехнологични и икономически ефективни методи за оперативно управление на електропреносната мрежа на Република България. Към момента за постигане на тези цели „ЕСО“ ЕАД работи по няколко проекта:

Изграждане на опорни пунктове, оборудвани със съвременни SCADA системи за наблюдение, контрол и управление на групи подстанции, част от електропреносната

система на Република България. От тези опорни пунктове ще бъдат извършвани всички оперативни превключвания в обектите без постоянен дежурен персонал.

Модернизация на SCADA/EMS в ТДУ, което ще доведе до увеличаване на надеждността при повишаване на обема на информацията, събирана от тези системи и повишаване на сигурността при оперативното управление на ЕЕС по отношение на производители и потребители. Тази информация се използва за оперативното планиране и управление на електроенергийната система на Република България в „реално време“. Тези системи служат за концентратори на информацията, необходима за планиране и управление от по-високо йерархично ниво (ЦДУ).

SCADA на опорните пунктове за управление на групи подстанции, модернизираната SCADA/EMS за ТДУ ще бъдат част от модерната управляваща инфраструктура включваща диспечерски управляващи системи за реално време в ЦДУ и ТДУ, телекомуникации и телемеханика в централите и подстанциите, които в своята съвкупност са една автоматизирана система за диспечерско управление (АСДУ). Увеличаването на йерархичните нива на оперативно управление от две (ЦДУ и ТДУ) на три ЦДУ, ТДУ и Опорни пунктове ще доведе до повишаване гъвкавостта на оперативното управление и степента на наблюдаемост на ЕЕС. В дългосрочна перспектива модернизирането на управляващата инфраструктура ще доведе до повишаване на сигурността на управлението чрез намаляване на вероятността за възникване на аварии и създаване на условия за бързо възстановяване след аварии и подобряване на качеството на оперативно управление.

Централизираното денонощно регулиране на напреженията в преносната електрическа мрежа се осъществява чрез „График по напрежение“. Поддържането на напреженията в преносната електрическа мрежа в допустимите граници гарантира сигурната и безопасна работа на ЕЕС, техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения, устойчивата работа на синхронните генератори и е условие за намаляване загубите при пренос и трансформация на електрическата енергия.

Основните задачи, които се изпълняват, са:

- управление на ЕЕС в реално време;
- поддържане на баланса между производство и потребление на електроенергия в страната и планираните обменни мощности с ЕЕС на съседните страни;
- централизирано денонощно регулиране на напреженията в преносната мрежа при минимални загуби на активна енергия при пренос и трансформация;

- планиране работата на ЕЕС, развитието на преносната мрежа и производствените мощности;
- оценка на сигурността и прогнозиране на ограниченията;
- настройки, проверки и анализ действието на релейните защиты и противоаварийните автоматики в обектите от системно значение;
- определяне изискванията към регулиращите и управляващите системи на производителите от системно значение и организиране на системни изпитания;
- създаване и изпълнение на защитен план и план за възстановяване;
- обмен на данни с другите системни оператори;
- администриране пазара на електроенергия;
- организиране на търгове за преносни способности;
- осигуряване на технически условия и реализация на плановете графици за пренос на договорени количества електроенергия между участниците на пазара;
- отчитане и съгласуване на реализираните обмени с електроенергия между българската ЕЕС и ЕЕС на съседни държави;
- определяне на техническите изисквания и условия за присъединяване на ползвателите на електропреносната мрежа;
- изготвяне на годишна ремонтна програма на мрежа 400kV и 220kV на ЕЕС на България;
- координиране ремонтната програма на междусистемните електропроводи с останалите оператори от югоизточна Европа;
- Предоставяне на информация за състоянието, работата на ЕЕС и пазара на електроенергия на всички заинтересовани страни и институции.

ЦДУ контролира работата на управляващите системи в електрическите централи и системните автоматики в подстанциите на територията на България. Периодично се организират и провеждат системни изпитания за проверка на готовността на електрическите централи да предоставят спомагателни услуги и изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

Оценка за очакваното максимално натоварване на ЕЕС, тесните места в преносната електрическа мрежа при нормални и ремонтни схеми и възможностите за регулиране на

напреженията в допустимите граници с наличните технически средства се осъществява чрез планиране на зимен максимален режим. Той се изготвя от ЦДУ на базата на перспективен модел, включващ прогнозния баланс на генериращите мощности и сметите товари от контролните дни. Въз основа на този режим се предлагат мероприятия за увеличаване преносната способност на електрическата мрежа и избягване на тесните места в нея.

Участието в регулирането на напреженията е задължение на всички производители на електрическа енергия, присъединени към преносната мрежа, в съответствие с изискванията на ПУЕЕС. Участието в противоаварийното управление на ЕЕС е задължение на всички ползватели на електрическата мрежа, в съответствие с изискванията на защитния план и плана за възстановяване на ЕЕС.

При присъединяване на потребители, производители и обекти на разпределителните предприятия към преносната електрическа мрежа, „ЕСО“ определя изискванията и начина за присъединяване. При изграждане на обекти със значителна мощност или при промени в конфигурацията на преносната електрическа мрежа, в ЦДУ се изследва потокоразпределението, статичната и динамичната устойчивост, граничните режими и изискванията към управляващите системи. Извършва се и техническо обезпечаване на инвестиционните проекти.

Съществена част от планирането режима на работа на преносната електрическа мрежа, е подготовката на "Годишна ремонтна програма на мрежа 400kV и 220kV на ЕЕС на България". Тя се изготвя на базата на постъпилите заявки от отделните мрежови експлоатационни райони (МЕР), заявките за ремонт на съоръженията в АЕЦ "Козлодуй", програмата за ремонт на генериращите мощности и инвестиционната програма на НЕК. Получената информация се обработва и проверява чрез съответните изчислителни модели за допустимост от гледна точка на критериите за сигурност.

Изградените междусистемни електропроводи създават необходимите технически условия за обмен на значителни количества електроенергия и участие на страната в регионалния и европейски пазар на електроенергия. ЦДУ определя разполагаемата пропускателна способност (NTC) по междусистемните електропроводи и контролира използването на закупените права за пренос.

Координирането на ремонтната програма на междусистемните електропроводи, от системните оператори от югоизточна Европа се осъществява от работна група "Annual Maintenance Schedule". Тази група изработва и съгласува ремонтната програма на междусистемните и някои основни вътрешни електропроводи за година-напред, в съответствие с "Policy 4" от "Operation Handbook" на ENTSO-E. Членове на работна група

"Annual Maintenance Schedule" са представителите на системните оператори на България, Румъния, Сърбия, Македония, Албания, Гърция, Босна и Херцеговина, Хърватия, Унгария и Турция. Текущият координатор на групата се избира на ротационен принцип, като за 2014 г. е системния оператор на Албания, а за 2015г. ще е системния оператор на Турция.

От 1 септември 2013 г., се премина към съставяне на 24 прогнозни модела (forecast) на българската ЕЕС за следващ ден (вместо досегашните 6 модела), които се изпращат на сървъра на ETRANS в Laufenburg (Swissgrid - Switzerland). Увеличаване броя на прогнозните модели беше извършено от наличните специалисти в ЦДУ, чрез разработване на подпрограми на основния софтуер PSLF, изцяло със собствени сили, без допълнителни разходи за допълнителен софтуер и външни услуги.

В периода 28-29 май 2013 г., в „ЕСО“ беше извършена проверка на съответствието и изпълнението на техническите стандарти от "Политика 4" на "Правилата за оперативно управление" (Policy 4 from Operational Handbook) на синхронната област на континентална Европа. Това е периодична процедура за проверка на място на съответствието и изпълнението на техническите стандарти, като всяка година се проверяват шест системни оператора от континентална Европа. Стандартите в Политика 4 регламентират оперативното планиране в следните основни направления: съгласуване на международната ремонтна програма между операторите в региона; изчисляване и съгласуване на трансграничните капацитети; процедура по прогнозиране на ограниченията в преносната мрежа за ден напред (Day Ahead Congestion Forecast - DACF). В доклада от проверката, оценката за изпълнението от „ЕСО“ на всичките 14 стандарта е "пълно съответствие" (възможно най-високата).

По решение на ENTSO-E, до 2015 г. трябва да бъде въведен нов CGMES-формат (Common Grid Model Exchange Standard) за обмен и пренос на данни за изследване на потокоразпределението и устойчивостта на електроенергийните системи по DACF-процедурата. „ЕСО“ изработва и внедрява необходимия софтуерен конвертор със собствени сили, като на официалните тестове през юли 2014 г., текущата версия на конвертора показва коректна работа и най-голямо бързодействие, спрямо представените конкурентни конвертори.

За изпълнение на задачите за гарантиране на електроенергийните доставки и оперативната сигурност на мрежите, „ЕСО“ развива и експлоатира високотехнологична информационна среда. Тази среда е изградена на базата на специализирани информационни системи, които осигуряват ефективност на работата при управлението на

ЕЕС, администрирането на пазара на електроенергия и интеграцията с Европейските структури на Системните оператори.

Основните принципи за развитието на информационната среда в „ЕСО“ са:

- Интеграция на различни информационни системи и консолидация на информация - търговска и технологична;
- Висока отказоустойчивост на системите;
- Сигурност и защита на информацията;

Основните акценти в развитието на информационната среда в „ЕСО“ са:

- Информационни системи за планиране и управление на ЕЕС;
- Развитие на системите за пазара на електроенергия;
- Осигуряване на прозрачност в работата на Системния оператор;
- Развитие на информационната сигурност и защита на данните.

Съвместната работа с Европейските системни оператори и развитието на електроенергийния пазар изисква все по-интензивен обмен на информация за състоянието на електроенергийната система, преносните възможности на междусистемните електропроводи, пазарна информация и др. Решаването на тези задачи се постига чрез реализирането на следните проекти:

- Въвеждане в експлоатация на специализирани интерфейси към информационните системи на „ЕСО“ за ежедневно предаване на данни към новата информационна платформа в ENTSO-E за публикуване на пазарна информация (EMFIP);
- Изграждане в „ЕСО“ на собствена платформа за прозрачност на информацията. Това ще осигури равнопоставен и недискриминационен достъп до информация на всички участници на електроенергийния пазар;
- Реализация на проект за резервиране на комуникационната свързаност с информационните системи в ЦДУ;
- Осигуряване на висока степен на защита на информацията, чрез достъп до информационните системи в ЦДУ със смарт карти и цифрови сертификати.

За информационното осигуряване на оперативното управление на ЕЕС се работи по следните проекти:

- Въвеждане в експлоатация на Система за обмен и съгласуване на информацията между ЦДУ и ползвателите на мрежата в съответствие със стандартите на ENTSO-E. Това дава възможност координацията на работата по подаване и изпълнение на диспечерските заявки за ремонтни и други дейности по съоръжения, управлявани от „ЕСО“, да се извършва изцяло по електронен път;
- Развитие на системите за Оперативна диспечерска информация и контрол на аварийността на съоръжения в ЕЕС;
- Развитие на системите за администриране на пазара на електроенергия във всичките му продукти и сегменти - предоставяне на права за пренос по междусистемните електропроводи, балансиращ пазар, енергийна борса. Това осигурява обмен на данни със съседните оператори по стандартите на ENTSO-E и бъдещо интегриране на националния пазар с други пазари;
- Развитие на системите за дистанционно отчитане на електромери с цел подобряване работата при контрола на диспечерските графици, графичите за обмен със съседните оператори и електроенергийния пазар;
- Развитие на системи за контрол на състоянието и сигурността на работа на ЕЕС;
- Изграждане на резервен център за съхранение и обработка на данни като част от проекта за „Модернизация и разширение на системите за оперативно управление и информационната среда на ЦДУ на „ЕСО“ ЕАД“. С въвеждането в експлоатация на резервния център ще се осигури надеждност и сигурност на системите, приложенията и информацията, свързани с управлението на ЕЕС и пазара на електроенергия. Ще бъде подоброено управлението на рисковете, свързани с прекъсване на основни процеси, зависещи от информационните технологии. Ще се постигне необходимото ниво на надеждност в съответствие с изискванията на ENTSO-E.

3. Прогнозен баланс между търсене и предлагане за следващия период от 5 години и предвиждания за състоянието на сигурността на снабдяването за периода от 5 до 15 години, считано от датата на изготвяне на доклада*

Година	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Разполагаемост за производство	53 612	52 414	48 508	48 785	48 299	49 313	50 588
Брутно вътрешно потребление	39 558	40 329	40 886	41 325	41 945	42 440	43 109

За **2013 г.** брутното производство на електрическа енергия е в размер на 43 733 млн. кВтч, а брутното вътрешно потребление в страната е 37 552 млн. кВтч. (Източник: Констативен гориво-енергиен баланс на МИЕ за 2013 г.)

II. Стратегически електроенергийни проекти за гарантиране сигурността и непрекъсваемостта на електроенергийните доставки - електропроводи 400kV, фигуриращи в 10-годишния план за развитие на ЕЕС на България и преминали успешно подбора за „проекти от общ европейски интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 от 17 април 2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура:

- изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст "Пловдив" до п/ст "Марица изток";
- изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" до ОРУ 400kV на ТЕЦ "Марица изток 3";
- изграждане на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" (Гълъбово) до п/ст "Неа Санта" (Гърция);
- изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" (Гълъбово) до п/ст "Бургас";
- изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст "Бургас" до п/ст "Добруджа".

* Източник: План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2013-2022 г., ЕСО ЕАД

**Доклад 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**

2014 г., гр. София

Настоящият годишен 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 2013 г. *

МЕСТНИЯТ ДОБИВ в страната се осъществява от Petroceltic, което дружество е добило 277 млн. м³ през 2013 г., и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД, с добив от 5 млн. м³ през 2013 г. Общо през изтеклата година добивът на природен газ е с 27,7% по-малко от предходната 2012 г.

Основните количества природен газ за потребителите в страната се внасят от Русия. За 2013 г. общият ВНОС възлиза на 2 569 млн. м³ / което е с 1,7% повече от 2012 г./, в т.ч. 206 млн. м³ е горивният газ за транзитната система.

ПОТРЕБЛЕНИЕТО на природен газ в страната през за 2013 г. е 2 813 млн. м³ или с 2,3% повече от 2012 г.

Основни потребители на природен газ са търговските дружества от сектори „Енергетика“ и „Химия“, чието общо потребление възлиза на 1 665 млн. м³, или около 59% 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 2013 г. газоразпределителните дружества са разпределили 456 млн. м³. Петте газоразпределителни дружества с най-голям пазарен дял по отношение на продажби на крайни потребители са както следва:

- Ø „Овергаз Север“ ЕАД – 17%
- Ø „Софиягаз“ ЕАД – 16%
- Ø „Ситигаз България“ ЕАД – 16%
- Ø „Овергаз Изток“ АД – 15%
- Ø „Черноморска технологична компания“ АД – 10%

Транзитираното количество природен газ за Турция, Гърция и Македония през 2013 г. е 15 807 млн. м³, което е с 5,4% по-високо от реализирания транзит през 2012 г. Не се

* Данните са от Констативния гориво-енергиен баланс на България за 2013 г. /Министерство на икономиката и енергетиката/

забелязва значителна промяна в разпределението на транзитирания природен газ по направления. Най-големи количества природен газ се транзитират по направление Турция, като спрямо общите количества за 2012 г. делът им е 82,44%, а за 2013 г. – 82,42%. Гърция получава 16,57% от общо транзитирания газ за 2013 г. и 16,65% за 2012 г. Количествата за Македония остават около 1% от общия транзитиран природен газ за разглеждания период и за двете години.

„Булгартрансгаз“ ЕАД експлоатира подземното газохранилище „ЧИРЕН“, с капацитет на активен газ около 550 млн. м³. През 2013 г. от подземното газохранилище Чирен са добити 238,53 млн. м³ и са нагнетени 335,47 млн. м³. Нагнетените количества природен газ през 2013 г. са с 51,05 % повече от нагнетените количества през същия период на 2012 г.

II. Ниво на очакваното търсене в бъдеще и наличното предлагане

ВНОСЪТ на природен газ в България за 2014 г. се очаква да бъде 3 000 млн. м³ и ще се осъществява от ОАО „Газпром Експорт“. Местният добив на природен газ се очаква да бъде около 160 млн. м³ и да се реализира от Petroceltic и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. „Овергаз Инк“ АД отделно ще внася количества газ за собствено потребление.

Очакваната тенденция в развитието на националния пазар на природен газ в бъдеще е неговото стабилизиране и плавно нарастване, достигайки до 3,5 млрд. м³/г през 2015 г. и близо 4,2 млрд. м³/г през 2018 г. Това би било възможно след реализацията на проектите за междусистемни връзки и увеличаване на източниците на природен газ от местен добив да се създадат условия за реална конкуренция на газовия пазар с възможности за осъществяване на алтернативни доставки.

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

1. Разширение на съществуващата инфраструктура

- *Газопровод високо налягане от Добрич до Силистра и АГРС "Силистра"*

Газопроводът от град Добрич до град Силистра е в процес на изграждане, което е планирано да приключи в рамките на 2014 г. Той е с дължина 80 км, с диаметър 350 мм, работно налягане Pn 54 bar и капацитет за пренос на 100 000 м³/час. Проектът включва и изграждане на АГРС в западната промишлена зона на Силистра. Инвеститор на проекта е

„Булгартрансгаз“ ЕАД. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) и съфинансиране от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

- *Разширение на ПГХ Чирен*

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен“ е обявен за проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013, в публикувания от Европейската комисия на 14 октомври 2013 г. списък с проекти от „общ интерес“ за ЕС. Той е част от концепцията за разширение на капацитета за съхранение в нашия регион. С неговото изпълнение се предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м³/ден, което ще осигури гъвкавост на газопреносните системи, повишаване на пазарната интеграция и гарантиране сигурността в Централна и Източна Европа.

Във връзка с планираното разширение на ПГХ „Чирен“ към момента е изработен „Технологичен проект за експлоатация на хранилището“, който разглежда и оценява различни варианти за увеличаване капацитета на хранилището и на дебитите за нагнетяване/добив на природен газ. За прецизиране технологичните варианти за разширение през 2015 - 2016 г. е предвидено изпълнение на геоложки и геофизични изследвания, като „Булгартрансгаз“ ЕАД планира да кандидатства за съ-финансиране по линия на Механизма за свързване на Европа (CEF) в рамките на първата кампания за прием на проектни предложения през 2014 г.

- *Извършване на планови ремонтни работи в газопроводен участък от очистно съоръжение Беглеж до очистно съоръжение "Нови Искър"*

Ремонтните дейности целят осигуряването на непрекъснатия режим на доставка на природен газ при максимална степен на надеждност и безопасност на преносната система. Същите са планирани в Ремонтната програма на "Булгартрансгаз" ЕАД за 2013 г. и в съответствие с изискванията на Регламент (ЕО) 715/2009.

- *Изграждане на преносен газопровод до Козлодуй и Оряхово*

Проектът включва изграждане на 50 км. газопровод високо налягане от Чирен до Козлодуй. Инвеститор на проекта е „Булгартрансгаз“ ЕАД. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) и съ-финансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Изпълнението на проекта към момента е преустановено, на етап „Технически проект“, поради отпадането на проекта за изграждане на парогазова централа на площадката на АЕЦ „Козлодуй“. Разглеждат се варианти за пренасочване на средствата от безвъзмездното финансиране от МФК за изграждане на други газопроводни отклонения.

2. Нова инфраструктура

- Междусистемна връзка IBR (Русе - Гюргево)

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

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. м³/г (в посока от Р. България към Румъния), а минималният - 0,5 млрд.м³/г. (в посока от Румъния към Р. България).

Проектът е разделен на три части: участък под р. Дунав, наземна част на българската територия и наземна част на румънска територия.

На българска територия, строително-монтажните работи по наземната част на газопровода и ГИС Русе са изпълнени. Предстои да бъде приет от Държавна приемателна комисия.

По отношение на изпълнението на участъка под река Дунав, е изпълнен сондажът за тръбата за защита на оптичния кабел. В момента се изпълняват сондажни работи с цел финализиране на основния газопровод. При липса на нови усложнения, свързани със специфичната геоложка структура на участъка под р. Дунав, се очаква строително-монтажните работи да приключат до края на 2014 г. и междусистемната връзка да бъде въведена в експлоатация.

- Междусистемна връзка България – Сърбия (IBS)

Междусистемната реверсивна газова връзка България–Сърбия има за цел свързване на националните газопреосни мрежи на България и Сърбия. Проектът се реализира от Министерство на икономиката и енергетиката.

Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1,8 млрд.м³, а максималният е 3,1 млрд. м³.

Очаква се строителството на интерконектора и свързването с националната газопреносна мрежа да завърши до края на 2016 г.

- *Междусистемна връзка Гърция - България (IGB)*

Междусистемната газова връзка Гърция – България се проектира за пренос на природен газ между Гърция и България, чрез свързване с националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора и с газопреносната мрежа на ДЕСФА С.А., Гърция в района на гр. Комотини. Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД.

Техническият капацитет на газопровода е до 3 млрд. м³/год., с възможност да се увеличи до 5 млрд. м³/год. чрез изграждане на компресорна станция.

Очаква се строителството на интерконектора и свързването с националната газопреносна мрежа да завърши до края на 2016 г.

- *Междусистемна връзка България – Турция (ITB)*

Междусистемната връзка България – Турция (ITB) е проект за развитие на междусистемната свързаност на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД и Боташ - Турция, чрез който да се осигури възможност за доставка на количества природен газ до българската газопреносна система от всички настоящи и бъдещи входни точки и източници на турската газопреносна мрежа, оперирана от Боташ, в т.ч. азербайджански природен газ, LNG доставки от съществуващите терминали в Турция или други, като същевременно се повиши и капацитетът за пренос на природен газ в посока от България към Турция. Проектът е част от приоритетния Южен газов коридор.

Проектът на българска територия предвижда изграждане на допълнителна газопреносна инфраструктура в участъка между КС Лозенец и българо-турската граница, успоредна на съществуващия транзитен газопровод, с максимална дължина около 75 км и с капацитет около 3 млрд.м³/годишно. На турска територия, междусистемната връзка се очаква да бъде свързана с газопреносната мрежа на Боташ в газопроводния участък Онклер - Шаркьой. Приблизителната дължина на трасето е около 140 км, които се очаква да бъдат изградени от турска страна. Проектът може да бъде реализиран поетапно.

Като неин първи етап се разглежда 20-километрова газопроводна отсечка в участъка КС „Лозенец“ – ОС „Недялско“ - „Газопровод Лозенец-Недялско“, чието изпълнение „Булгартрансгаз“ ЕАД стартира през 2013 г, със собствени сили и средства.

Оценявайки ползите от реализирането на Междусистемната връзка България – Турция, Европейската комисия я определи като един от българските газови проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) 347/2013 на 14 октомври 2013 г. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД заяви намерения пред ЕК да кандидатства за съфинансиране за „Проучване, анализ и оценка на техническите, икономическите, финансовите и пазарните условия за осъществимост на проекта, както и за извършване на проектни дейности (FEED)“, през първия финансовия прозорец.

На 28 март 2014 г. е подписан Меморандум за разбирателство относно проекта за изграждане на междусистемна газова връзка България-Турция между ресорните министерства на България и Турция, с който стартира нова фаза от изпълнението на проекта ИТВ. В изпълнение на Меморандума е създадена съвместна работна група по проекта, в която от българска страна участват: „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Български енергиен холдинг“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД, представители на Министерство на икономиката и енергетиката. Задача на съвместната група е да подготви предварително предпроектно проучване, в рамките на което да бъдат уточнени техническите аспекти на проекта и неговите финансови параметри.

IV. Качество и ниво на поддръжка на мрежите

1. Разработена тригодишна Бизнес програма на дружеството (2014 – 2016 г.), одобрена с Решение на Управителния и Надзорен Съвет на "Булгартрансгаз" ЕАД 07.01.2014 г.

В Бизнес програмата са планирани дейностите на Дружеството в следващите три години, чрез които да се поддържат и развиват надеждността и ефективността на съществуващите газопреносни мрежи и съоръженията за съхранение, както и да се създадат подходящи условия за утвърждаването на интегриран и стабилен газов пазар.

Ежегодно основните мероприятия, изпълнявани по газопреносната система са:

По линейната част:

- вътрешно тръбни инспекции с бутала с различни технологии, в зависимост от необходимостта за всеки от участъците;

- необходими ремонти след анализ на пригодността въз основа на проведени вътрешнотръбни 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 2014 г., одобрена с Решение на Управителния и Надзорен Съвет на "Булгартрансгаз" ЕАД 07.01.2014 г.

При разработването на краткосрочната програма (2014 г.) като част от Бизнес плана на Дружеството са включени мероприятия за обезпечаване на надеждна и безопасна експлоатация на изградената газопреносна мрежа и осигуряване на непрекъснат пренос на природен газ.

В Програмите за инвестиции и експлоатационна поддръжка са включени мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, осигуряващи:

- Изграждане на нови обекти;
- Реконструкция и модернизация на съществуващите активи на дружеството;

- Ремонтни дейности, абонаментна поддръжка и инспекции на обекти, обезпечаващи функционирането, поддържането и повишаването на надеждността на газовата инфраструктура;
- Повишаване на надеждността на газопреносната система като цяло за успешно изпълнение на функциите ѝ по лицензионната дейност на дружеството.

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

- Разработване и изпълнение на 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.
- Изпълнения на Мероприятия по преносните газопроводи от националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос 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 2013 година е достигнато върхово потребление от 12,974 млн. м³/ден. При такива случаи необходимите допълнителни количества се доставят основно по газопровода за пренос на природен газ през Румъния (входна точка ГИС-1 Негру Вода) от ПГХ „Чирен“ и местен добив. Постигнатото върхово за последните години потребление от 16,8 млн. м³/ден

(24.01.2006 г.) не е достигано през 2013 г. Такова пиково количество може да бъде осигурено при следните условия:

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

За гарантиране на сигурността на газовите доставки „Булгартрансгаз“ ЕАД следва редица мерки, даващи възможност за своевременни действия и обезпечаване на нуждите на потребителите в страната. Към момента те са:

- „Булгартрансгаз“ ЕАД има готовност да задейства мерките, предвидени за всяко от нивата на опасност, съгласно План за действие при извънредни ситуации, въведен със Заповед №РД16-1663/30.11.2012 г. на Министъра на икономиката, енергетиката и туризма.
- „Булгартрансгаз“ ЕАД ежедневно извършва анализ на риска от евентуално прекъсване или ограничаване на доставките на природен газ от Русия.
- Към настоящия момент ПГХ „Чирен“ е основен инструмент за функционирането на газовия пазар в България, чрез който се компенсира сезонната неравномерност в потреблението на природен газ в страната, като осигурява необходимата гъвкавост, породена от разликите между доставките и потреблението и осигурява аварийен резерв. ПГХ „Чирен“ е изключително важен инструмент за гарантиране на сигурността на газовите доставки, като доказва тази си стратегическа роля по време на газовата криза в началото на 2009 г., както и през изключително студената зима (м. февруари) на 2012 г. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение до 550 млн. м³ природен газ (работен обем). Капацитетът на добив/нагнетяване е от 0,5 млн. м³/денонощие до 3,4/4,2 млн. м³/денонощие, а възможността за дневен добив е в зависимост от обема активен газ, пластовите налягания и други фактори. В ход е изпълнението на проект за разширение на съществуващото ПГХ „Чирен“, който се състои в поетапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и постигане на по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. С неговото изпълнение се предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м³/ден.
- Във връзка със ситуацията в Украйна, считано от 10.03.2014 г. започна нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“ извън търговското нагнетяване за газова година 2014/2015. Към 08:00ч. на 30.07.2014 г. в ПГХ „Чирен“ са налични 414 млн.куб.м активен газ от които 163 млн.куб.м собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (включително количествата нагнетени съгласно Заповед на Министъра на икономиката и енергетиката № РД-16-675/21.05.2014 г.)

и 251 млн. куб. м собственост на обществения доставчик. Най-малко 140 млн.куб.м ще бъдат предоставени на ползвателите на газопреносната мрежа за обезпечаване на потреблението на защитените потребители в случай на криза. Възможността за дневен добив от ПГХ "Чирен" при сегашните нива на активен газ е средно около 3,1 млн.куб.м./ден., което осигурява около 65% от дневното потребление за този период от годината, при настоящите метеорологични условия в страната. При посочените нива на активен газ и дневен дебит, добивът от ПГХ "Чирен" е възможен за около 130 дни.

- От 1 януари 2014 г., в изпълнение на задълженията по Регламент (ЕО) 994/2010 г. за сигурността на газовите доставки е осигурена техническа възможност за реверсивни доставки на природен газ от Гърция за България през съществуващата точка на свързване на газопреносните мрежи на ДЕСФА С.А. и „Булгартрансгаз“ ЕАД – Кулата/ Сидирокастро Сидирокастро в размер на 4,2 млн. куб. м./ден при налягане от 35 bar на Кулата и 6,0 млн. куб. м./ден при налягане от 40 bar на Кулата. В тази връзка е в процес на изпълнение реверсирането на КС Петрич, който съобразно графикът за изпълнение следва да се реализира не по-късно от м. май 2015 г. Полагат се усилия за съкращаване на този срок като след реализацията му ще бъде осигурена техническа възможност за реверсивни доставки на природен газ от Гърция за България в размер на 8,0 млн. куб. м./ден при налягане от 35 bar на Кулата.

- Към момента от страна на Гърция могат да бъдат осигурени до 3,0 млн. куб. м./ден съгласно договорености между газопреносните оператори в изпълнение на чл.6 от Регламент (ЕО) 994/2010 г.

- От 01.01.2014 г. е въведена в експлоатация технологична връзка между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос при КС Ихтиман, която гарантира приемането на посочените количества при реверсивни доставки на природен газ от Гърция за България.