



**Държавна комисия за енергийно и водно регулиране  
(ДКЕВР)  
България**

# **Годишен доклад за Европейската комисия**

**юли 2010 г.**

## **Съдържание**

1. Предисловие	<b>3</b>
2. Основни промени в пазарите на газ и електроенергия	<b>4</b>
3. Регулиране и ефективност на пазара на електроенергия	<b>16</b>
3.1. Регулаторни въпроси	16
3.2. Въпроси по конкуренцията	23
4. Регулиране и ефективност на пазара на природен газ	<b>31</b>
4.1. Регулаторни въпроси	31
4.2. Въпроси по конкуренцията	35
5. Сигурност на доставките	<b>40</b>
5.1. Електроенергия	40
5.2. Газ	43
6. Въпроси по обслужване на обществото	<b>47</b>
6.1. Електроенергия	47
6.2. Газ	50

## **1. Предисловие**

Водеща тема през 2009 г. беше сигурността на снабдяването чрез диверсификация на енергийните доставки и развитие на пазарите на електрическа енергия и природен газ.

Икономическата криза предизвика съществени промени в енергийните пазари - спад на потреблението, както и спад на регионалните цени на енергията и горивата. Този процес мотивира потребителите да потърсят предимствата на либерализирания пазар за по-голям избор, по-голяма конкуренция, по-добро обслужване и сигурност на доставките.

От своя страна енергийните компании са принудени да подобрят своята ефективност и конкурентоспособност, за да запазят позициите си на свободния пазар.

През годината ДКЕВР работи активно за подобряване на условията за развитие на пазара на електрическа енергия, като стартира процедура за приемане на нови правила за търговия, в съответствие с действащото европейско законодателство, които са предпоставка за създаване на електроенергийна борса.



**Ангел Семерджиев**  
**Председател на ДКЕВР**

## **2. Основни промени в пазарите на газ и електроенергия**

### **2.1. Основни промени в пазара на електроенергия**

#### **Пазар на едро**

В съответствие с Директива 2003/54/ЕО и съгласно Закона за енергетиката (ЗЕ), пазарът на електрическа енергия в Р. България е напълно либерализиран от 1.07.2007 г.

Годишното нетно производство на страната през отчетния период – 2009 г. е в размер на 37,4 TWh, което е намаление на нетното потребление с над 5 % спрямо 2008 г. Последното в голяма степен се дължи на засегналата страната, както и съседните страни, финансово-икономическа криза. При продажби на свободния пазар 13 TWh – на вътрешния пазар и в региона, дялът на отваряне на пазара на електрическа енергия за страната през 2009 г. възлиза на 35% (при дял 39 % за 2008 г.).

През 2009 г. 24,5% от вътрешното потребление в страната се търгува на пазара на едро по свободно договорени цени (при дял 29% през 2008 г.). При годишно вътрешно потребление на електрическа енергия в страната 32,3 TWh през 2009 г., дялът на търгуваното количество на вътрешния пазар е в размер на 7,9 TWh.

За 2009 г. регулаторът е лицензирал 13 нови дружества за дейността „търговия с електрическа енергия“, с което общият брой на лицензираните търговци е 70, или увеличение на броя им с 23% спрямо 2008 г.

Пазарът на електрическа енергия в Р. България се характеризира като национален и добре интегриран със съседните страни.

Дейността и организацията на пазара в страната и със съседните страни през 2009 г. се регламентират от „Правила за търговия с електрическа енергия“ и „Тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на Електроенергийния системен оператор („ЕСО“ ЕАД) и съседните му контролни зони за 2009 г.“. Правилата са съгласувани и одобрени от националния регулатор Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) на Р. България.

През 2009 г. от „Електроенергийния системен оператор“ ЕАД на Р. България и системния оператор на Румъния CN TRANSELECTRICA SA Румъния са разработени и приети нови „Тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемното сечение в контролните зони на Електроенергийния системен оператор («ЕСО» ЕАД) и CN RANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA)“. Тръжните правила са съгласувани с Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) на Р. България, с Решение от Протокол № 154 от 03.12.2009 г., и от Енергийния регулаторен орган на Румъния (ANRE). Тръжните правила са публикувани през януари 2010 г. и се прилагат от април 2010 г. Тези общи Тръжни правила определят сроковете и условията за разделянето посредством търгове на разполагаемата преносна способност (капацитет) (АТС) в двете посоки между контролните зони на Електроенергийния системен оператор ЕАД и CN TRANSELECTRICA SA, включително по заявки ден напред. Регламентираната процедура цели увеличаване на използваемостта на междусистемното сечение между двете страни до 100 %, включително чрез заявки ден напред, и осигуряването на прозрачен метод за управление на физическите претоварвания в съответствие с изискванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година, относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия.

Процедурите съдържащи се в новите Тръжни правила между българския и румънския електроенергийни системни оператори покриват изискванията залегнали в

новия Регламент (ЕО) № 714/2009, което създава възможност същите да продължат да действат и след отмяната на сега действащия Регламент (ЕО) № 1228/2003.

Тръжните правила с другите съседни страни са в съответствие с действащите европейски правила, с двустранните споразумения и с правилата за трансграничен обмен и търговия с електрическа енергия. Последното се отнася и за съгласуването на междусистемните преносни капацитети между българския ОПС и операторите на съседните преносни системи. Трансграничният преносен капацитет по междусистемните връзки се разпределя от тръжния оператор (Auction Operator) – Електроенергийния системен оператор (ЕСО) – под формата на търговски права за пренос. Тръжният оператор изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

В изпълнение на изискванията на член 4, параграф 4 от Регламент (ЕО) № 1228/2003 „ЕСО” ЕАД прилага такса за достъп до мрежата по отношение само на „консумираните количества електроенергия” в неговата контролна зона независимо от произхода на тези количества. Сделките с предмет „транзит на електрическа енергия” изобщо не се обременяват от оператора с такса за достъп. Спорният текст на чл. 30, ал. 1, т. 7 от Закона за енергетиката, въз основа на който ЕК е обосновала своите констатации за наличие на нарушение по член 4, параграф 4 от Регламента, е съответно изменен в брой 103 от 2009 г. на Държавен вестник. В сега действащата редакция на текста е премахнато предвиденото изключение относно цените за транзит на електрическа енергия и природен газ и „ЕСО” ЕАД изпълнява задълженията си по член 4, параграф 4 от Регламента.

В изпълнение на изискванията на член 5, параграф 2 от Регламента „ЕСО” ЕАД е публикувало на своя уебсайт одобрена с решение на ДКЕВР № 108/20.08.2009 г. „Обща схема за изчисляване на общия преносен капацитет, включително резерва за надеждност на преноса”, прилагана спрямо отделните междусистемни връзки. Схемата е достъпна посредством съответни линкове на уебсайта на български и на английски език. Видно от публикуваната схема, изчислението и определянето на междусистемната преносна способност и резерва за надеждност на преноса се извършват по правилата на ENTSO-E. Публикуваната от „ЕСО” ЕАД схема е приложима еднакво спрямо всички междусистемни връзки на българската електроенергийна система.

Традиционно Р. България е нетен износител на електрическа енергия за страните от региона на Югоизточна Европа. През 2009 г. делът на нетния износ на страната надхвърля 13% от нетното производство на електрическа енергия в страната.

Пазарът на електрическа енергия се организира и администрира от Електроенергийния системен оператор. В съответствие със Закона за енергетиката, търговията с електрическа енергия в страната се извършва на основата на двустранни договори между търговските участници – производители, търговци и потребители на електрическа енергия, и на пазара на балансираща енергия. ЕСО балансира електроенергийната система по технически и икономически критерии предвид постъпилите предложения и заявки за балансиращия пазар.

Към настоящия момент в страната няма организирана борса за електрическа енергия. Свободният пазар на електрическа енергия в страната обхваща голямата част от стопанските потребители, присъединени към мрежите високо напрежение (ВН), и известна част от потребителите на средно напрежение (СрН).

## **Пазар на дребно**

На този етап пазарът на електрическа енергия в страната работи по модел, при който част от сделките за продажба на електрическа енергия се сключват по

регулирани цени, утвърдени от регулатора. Останалата част, съгласно Закона за енергетиката, се търгува на либерализирания пазар по свободно договорени цени между страните участници в пазара на електрическа енергия.

Крайните снабдители доставят и продават електрическа енергия на защитените потребители – битови и малки стопански потребители (съгласно Директива 2003/54/ЕО) по регулирани цени.

Определен дял от количеството произведена електрическа енергия от отделните производители, съгласно Закона за енергетиката, се закупува от обществения доставчик за защитените потребители по регулирани цени. Изкупуваните по регулирани цени количества електрическа енергия от производителите, в рамките на определена от регулатора «квота» за всеки производител, се определят на основата на принципите за равнопоставеност и прозрачност съгласно методика, приета от регулатора.

Регулираната цена за защитените потребители в страната се образува като микс от цените на производителите на електрическа енергия от различни първични енергоизточници (ядрено гориво, въглища, водна енергия). Останалата част от електропроизводството си, производителите имат право да продават на либерализирания пазар като равностойни участници.

Работи се по изменения на нормативната уредба, целящи разширяването на пазара на електрическа енергия в сектора на средните и малките стопански потребители.

В изпълнение на Закона за енергетиката, действащата *Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия* за защитените потребители с решение на регулатора се утвърждават следните цени:

- цените за достъп до електроразпределителните мрежи;
- цените за пренос по електроразпределителните мрежи;
- цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови потребители и предприятия с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 10 млн. евро.

От 2008 г. цената за пренос през разпределителната мрежа е диференцирана на цена за пренос през електроразпределителните мрежи и цена за достъп до мрежите.

Основните групи потребители през 2009 г. са, както следва:

- Стопански потребители на средно напрежение - цената за тези потребители включва: цена за електрическа енергия на краен снабдител, цена за пренос през електроразпределителната мрежа и цена за достъп до електроразпределителната мрежа.

- Стопански потребители на ниско напрежение - цената за потребителите на ниско напрежение на електрическата енергия включва: цена за електрическа енергия на краен снабдител, цена за пренос през електроразпределителната мрежа и цена за достъп до електроразпределителната мрежа.

- Битови потребители присъединени на ниско напрежение - цената на електрическата енергия включва: цена за електрическа енергия на краен снабдител, цена за пренос през електроразпределителната мрежа и цена за достъп до електроразпределителната мрежа.

### **Задължения към обществото и защита на потребителите**

Предвид нарасналия дял през 2009 г. на производството на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) от малки ВЕЦ, вятърна енергия, биомаса и др., към centa за пренос на обществения доставчик по преносната мрежа е начислена добавка към цената за зелена енергия, изчислена като разлика между разходите за закупена електрическа енергия по преференциални цени и разходите по базисна цена. Така

допълнителните разходи за зелена енергия се отнасят към всички потребители в страната, като общо задължение на обществото.

През 2009 г. ДКЕВР изготви и прие със свое протоколно решение № 78 от 22.06.2009 г. „Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им задължения към обществото за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници”. Методиката е разработена с цел формулиране на стандартни и прозрачни правила при компенсиране на разходите, осигуряване на балансирано изменение на цените на крайните потребители, като се отчитат задълженията на обществения доставчик и на крайните снабдители, при осигуряване на справедливо прехвърляне на разходите от изкупуването на електрическа енергия по преференциални цени върху всички потребители.

Наред с другите компоненти на цената – за производство, пренос и разпределение по мрежите, посочената в решението на регулатора добавка за зелена енергия допълва необходимата прозрачност при формиране на цената за крайния потребител.

В съответствие със Закона за енергетиката в правомощията на ДКЕВР е да разглежда жалби на потребители срещу лицензианти или на лицензианти срещу лицензианти, свързани с изпълнението на лицензионната дейност.

Условията и редът за подаване на жалбите, тяхното разглеждане и процедурата за доброволно уреждане на спорове са регламентирани в подзаконов нормативен акт – Наредба за лицензиране на дейностите в енергетиката. Комисията е приела Вътрешни правила за работа по жалбите и исканията за доброволно уреждане на спорове през 2004 г., които са актуализирани през 2008 г. С тези правила се урежда:

1. Разглеждане на жалби на потребители срещу лицензианти, свързвани с:

-правото на потребителя да бъде присъединен за снабдяване с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ;

-правото на лицензианта да прекъсне присъединяването и доставката на потребителя на електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ в случаи, определени в „Общи условия на договорите за снабдяване, продажба...” от страна на съответния лицензиант, одобрени от Комисията;

-условията на снабдяване и нормите на качество, предлагани от лицензианта на потребителите.

2. помирителна процедура за доброволно уреждане на спорове при постъпване на писмено искане от страните;

3. процедура по жалби и спорове във връзка с конкуренцията;

4. водене на регистър по жалбите и регистър за исканията за доброволно уреждане на спорове.

ДКЕВР ежегодно прави тематичен анализ на постъпилите жалби, по предварително определени показатели.

През 2009 г. при общо над 5 900 000 потребители в сектор „Електроенергетика” в ДКЕВР са регистрирани 1356 броя жалби, което е значително увеличение на броя им с близо 50% спрямо 2008 г. Съгласно отчетни данни на дружествата удовлетворени напълно или частично са около 39% от постъпилите жалби, като значителна част от останалия дял са били и неоснователни. За осъществяване на контрол от страна на Комисията върху работата на електроразпределителните дружества и крайните снабдители с потребителите, от дружествата се изисква отчетна информация относно решаването на постъпилите жалби. Извършени са общо 7 планови и извънредни проверки в електроразпределителните дружества по повод постъпили жалби и сигнали на потребители. Плановите проверки са по повод на: прекъсване на електроснабдяването, изготвени и неплатени корекционни сметки, извършване на

дейност по разпределение на електрическа енергия, проблеми с присъединяване на нови производители и потребители, качество на електроснабдяването и други. Резултатите от всички проверки са разгледани от Комисията и в случаите на нарушения са наложени санкции на лицензиантите и са дадени задължителни указания със срокове за изпълнение.

За оптимизиране на резултатите от работата на комисията по отношение на основните потребителски въпроси, през 2008 г. е сформирана работна група от длъжностни лица, които участват в процедурите за проучване и разглеждане на преписки по жалби и искания за доброволно уреждане на спорове. При фактическа или правна сложност на жалбата могат да се назначават и работни групи в по-широк състав, като могат да се привличат и външни експерти. По потребителски теми, които имат широк отзвук, ДКЕВР работи съгласувано с другите държавни институции.

Основни принципи, ръководещи дейността на ДКЕВР при изпълнение на регулаторните правомощия на комисията, са предотвратяването и недопускането на нарушения, свързани с конкуренцията на енергийния пазар, както и осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребители.

## **Инфраструктура**

През 2009 г. цената за пренос през разпределителната мрежа е диференцирана на цена за пренос през електроразпределителните мрежи и цена за достъп до мрежите.

Утвърдените през 2009 г. цени са както следва:

- Цената за достъп до електропреносната мрежа се заплаща на ЕСО от всички ползватели на мрежата, без количествата по сделките с предмет „транзит на електрическа енергия“, и е в размер на 0,00327 EUR/kWh.

- Цената за пренос по електропреносната мрежа се заплаща на Преносната компания от всички ползватели на мрежата и е в размер на 0,00462 EUR/kWh.

- Цена за зелена енергия, заплащана от всички крайни потребители присъединени към преносната мрежа, в размер на 0,001084 EUR/kWh.

Регулаторът е утвърдил рехабилитация на електропреносната система на страната с модернизация на управлението на преноса и трансформацията, реализирана със заемни кредити от ЕБВР и ЕИБ и собствени средства на преносната компания НЕК ЕАД. Началото на търговската експлоатация е планирано през 2010 г.

По утвърдена от регулатора през 2009 г. инвестиционна програма преносното предприятие започва ред реконструкции и разширение на преносната система, както и изграждането на нови подстанции и електропроводи, поради текущите в определени райони на страната високи темпове на изграждане на нови мощности от ВЕИ на вятър, ВЕЦ, биомаса и слънчева енергия.

Електроенергийният системен оператор (ЕСО) осъществява оперативното управление и регулира разпределението на електрическите товари на електроенергийната система при отчитане на приетите и потвърдени заявки за преносни капацитети на търговските участници, въз основа на Правилата за търговия с електрическа енергия и Тръжните правила представени по-горе.

Трансграничният преносен капацитет по междусистемните връзки се разпределя от тръжния оператор (Auction Operator) под формата на търговски права за пренос според действащите споразумения и съгласувани Тръжни правила с операторите на преносните системи на съседните страни. Тръжният оператор изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

Преносната система и междусистемните връзки на страната със съседните страни осигуряват необходимия преносен капацитет за търговските обмени на електрическа енергия в региона.

### **Сигурност на доставките**

Съгласно Закона за енергетиката ЕСО изготвя краткосрочни и дългосрочни прогнози и планове за развитие на електроенергийната система с цел осигуряване на електроенергийния баланс на страната. Въз основа на прогнозите и плановете ЕСО предоставя на министъра на икономиката и енергетиката проект на електроенергиен баланс и списък на необходимите за страната източници, включително необходими нови производствени мощности и междусистемни електропроводи.

Общата инсталирана мощност в страната за 2009 г. е 11 280 MW. Максималната нетна производствена мощност е в размер на 9035 MW, а върховият товар през януари 2009 г. е 7270 MW.

Страната е нетен износител на електрическа енергия в региона, като през 2009 г. делът на продадената електрическа енергия на регионалния пазар възлиза на над 13% от общото нетно производство в страната.

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия електропреносната мрежа на страната няма проблеми, свързани с претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети. Редки случаи на кратко претоварване възникват през междусистемни връзки с някои от съседните на Р. България страни (при по-високи товари през зимния период).

### **Регулиране/ Разделяне**

Съгласно Закона за енергетиката Електроенергийният системен оператор (ЕСО) е част от вертикално интегрирано предприятие – обществения доставчик. Но съгласно закона и условията по лицензията, дейността му е независима в правно-организационна форма, във финансово-счетоводен аспект и за вземане на решения по възложените му със закона функции, от другите дейности на вертикално интегрираното предприятие.

Осигурено е юридическо, организационно и финансово отделяне на ЕСО от обществения доставчик.

ЕСО изготвя програма за съответствие, подлежаща на одобряване от регулатора, в която се представят конкретни мероприятия по изпълнение на условията по лицензията и на посочените по-горе изисквания. Програмата включва и конкретни задължения на служителите. ЕСО изготвя ежегодно годишен отчет за изпълнение на мерките по посочените в програмата цели, като същият се предоставя на регулатора за одобряване.

Изпълнението на програмата за съответствие осигурява и отчита независимостта на ЕСО, на лицата отговорни за управлението, включително на оперативното управление на електроенергийната система.

Разпределителните предприятия на територията на страната изготвят и представят програми за съответствие, в които се посочват мерките за осигуряване на независимостта на оператора на разпределителните мрежи. Представените програми за съответствие регулаторът разглежда на свои заседания и одобрява или при необходимост предписва указания за допълнение на програмата, с цел гарантиране на независимостта на оператора от другите дейности на вертикално интегрирано предприятие. Програмите съдържат конкретни задължения на служителите за постигането на целите и определят служители, отговарящи за контрола по изпълнението на програмите. Разпределителното предприятие изготвя годишен отчет за

тези мерки, които представя на регулатора за одобрение.

За 2009 г. регулаторът е приел отчети по програмите на съответствието на ЕСО и на разпределителните предприятия.

Търговията с електроенергия в Р. България се извършва въз основа на „Правила за търговия с електрическа енергия” и разработени, актуализирани през 2009 г. „Тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на „Електроенергийния системен оператор” ЕАД и съседните му контролни зони за 2009 г.” (Тръжни правила). Същите са съгласувани от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране и се прилагат от Електроенергийния системен оператор (ЕСО). Приети през 2009 г. нови Тръжни правила определят от началото на 2010 г. сроковете и условията за разделянето посредством търгове на Разполагаемата преносна способност (капацитет) (АТС) в двете посоки между контролните зони на Електроенергийния системен оператор ЕАД на Р. България и на CN TRANSELECTRICA SA Румъния, включително по заявки ден напред.

Електроенергийният системен оператор изготвя, поддържа и публикува на интернет страницата си обща и специализирана информация за дейността на пазара на балансираща енергия и на сделките по свободно договорени цени.

Правилата осигуряват прозрачност и недискриминация на всички участници в търговете за преносни капацитети.

С тръжните правила се уреждат всички въпроси, които се отнасят до разделянето и предоставянето през 2009 г. на разполагаемата преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните връзки на електроенергийната система на Р. България със съседните ѝ електроенергийни системи.

През 2009 г. са продължени организационно-техническите дейности за преминаване към изчисляване и предоставяне на преносните капацитети по междусистемните връзки с контролните зони на операторите на съседните страни по заявки ден напред.

От края на 2009 г. са в сила споменатите по-горе съвместни Тръжни правила между „ЕСО” ЕАД и румънския системен оператор CN TRANSELECTRICA за разпределяне на междусистемните преносни капацитети по заявки ден напред. В изпълнение на изискването на т. 3.1 от Насоките, Приложение 1 на Регламент ЕО 714/2009 „ЕСО” ЕАД, е в процес на преговори съгласуването на такива правила и със системния оператор HTSO на съседна Гърция.

## **2.2. Основни промени в пазара на природен газ**

### **Пазар на едро**

Съгласно ЗЕ, Правилата за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи, и в изпълнение на европейската директива за пълна либерализация на пазара на природен газ, от 1.07.2007 г. всички потребители имат право да избират своя доставчик на природен газ, или пазарът е 100% либерализиран.

Газоснабдяването на територията на Република България се осъществява по газопреносна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД и по газоразпределителни мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества. На територията на страната съществува и транзитен газопровод, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД, който транзитира през съответни участъци природен газ до териториите на Гърция, Македония и Турция. Дейността по обществена доставка се осъществява от „Булгаргаз” ЕАД. Природният газ на входа на газопреносната мрежа се доставя от трима външни доставчици.

Търговията с природен газ на едро се осъществява чрез регулиран достъп на трети страни – производителки. Вносът на природен газ се извършва на базата на дългосрочни договори с „Газпром” ОАО за вътрешна консумация и за транзитен пренос през транзитните газопроводи. Доставка на природен газ за потребителите от Югозападна България през транзитния газопровод за Гърция и Македония се извършва на базата на договор с „Газекспорт” ООО. „Булгартрансгаз” ЕАД притежава и управлява преносните и транзитните газопроводи – високо налягане, както и подземното газово хранилище „Чирен”.

„Булгартрансгаз” ЕАД е единственият обществен доставчик, който търгува на едро с регулирани от ДКЕВР цени, с пазарен дял от 99,5 % от общата консумация за 2009 г., а останалите 0,5 % са от местен добив.

Дейността на оператора на газопреносната мрежа - „Булгартрансгаз” ЕАД е отделена юридически, функционално и счетоводно от другите дейности във вертикално интегрираното предприятие.

Операторът на газопреносната мрежа осигурява:

- единното управление и надеждното функциониране на газопреносната мрежа;
- преноса на природен газ по газопреносната мрежа и отчитането му;
- поддържането на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа в съответствие с техническите изисквания и с изискванията за безопасност при работа;
- развитието на газопреносната мрежа в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването и извън тях, когато е икономически обосновано;
- поддържането и развитието на спомагателните мрежи.

По отношение на дейността на оператора на газопреносната система, като част от вертикално интегрирано дружество, са създадени ефективни механизми за гарантиране на независимостта му, като лицата, отговорни за управлението, включително оперативното управление на газопреносната система:

- не могат да участват в управлението на другите дружества на вертикално интегрирано предприятие, които извършват добив, разпределение, обществена доставка, обществено снабдяване и търговия с природен газ;
- вземат самостоятелни решения при изпълнение на възложените им задачи;
- са длъжни да не допускат дискриминационно поведение при изпълнение на своите задължения.

Програмата “Регионални инициативи” към ERGEG цели ускоряване на интеграцията на националните енергийни пазари. ДКЕВР е участник в работата на групата в газовия регион Юг-Югоизток, а през януари 2009 г. беше домакин на среща на работните групи за региона, както и на заинтересованите лица. На срещите от участниците бяха изразени позиции относно: кризата в газовите доставки, която непосредствено предхождаше срещата; възможностите за увеличаване на сигурността на доставките; подобряване на взаимосвързаността на газовите пазари в региона.

Приносът на *Регионалната газова инициатива* се изразява в предстоящото разработване на проекти като „Набуко”, свързващ Каспийския регион и Средния изток с Централна и Западна Европа, идеите за изграждане на междусистемни връзки с Румъния и Гърция и терминал за втечен природен газ на Егейско море.

## **Пазар на дребно**

16,06% от консумацията на природен газ в страната се осъществява от 28

газоразпределителни компании, обслужващи 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 63 общини извън тези региони, като общия брой на лицензираните общини е 154.

През 2009 г. ДКЕВР е издала лицензии за дейностите „разпределение на природен газ” и за „снабдяване с природен газ от краен снабдител” на седем газоразпределителни дружества. Поради изменение в ЗЕ, всички издадени лицензии за извършване на дейността „обществено снабдяване с природен газ” бяха прекратени и служебно издадени лицензии за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа се образува от обществения доставчик – „Булгаргаз” ЕАД като среднопретеглена стойност при отчитане на заявените за доставка количества природен газ от внос за вътрешния пазар и от местни добивни предприятия с цел продажба през следващ период, условията по договорите за пренос на природен газ до българска граница и валутния курс на Българската народна банка на лева за щатския долар или друга чуждестранна валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ. Тримесечната периодичност на изменение на цената на природния газ е в съответствие с условията по търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар.

През 2009 г. са утвърдени от ДКЕВР цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи на четиринадесет газоразпределителни дружества.

За потребителите, присъединени към преносната мрежа цената, която плащат за 1000 м<sup>3</sup> е равна на цената на входа на газопреносната мрежа, към която се прибавя таксата за пренос.

Цените за крайните потребители, присъединени към газоразпределителната мрежа, се образуват като към цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа и преносната такса се прибави цената за разпределение и снабдяване за конкретната група или подгрупа потребители.

В ДКЕВР ежегодно се изисква информация за постъпили жалби в газоразпределителните дружества. Броят на жалбите, получени в газоразпределителните дружества е незначителен по брой – 0.9‰ (на всеки 1000 потребители). Постъпилите жалби в Комисията към сектор „Газоснабдяване” са 54 броя или 2.5% от общия брой постъпили жалби. Основните теми в жалбите са: цената; измерването на потребените количества природен газ; проблеми, свързани с присъединяването на нови потребители. В определени случаи става въпрос за неизпълнение на задълженията по условията на лицензиите или договорни условия.

С оглед стимулиране на инвестициите за газоразпределителните дружества ДКЕВР прилага метод на регулиране „горна граница на цени”. Като инвестиционен стимул за газоразпределителните дружества би могла да се отбележи нормата на собствения капитал, която се утвърждава от комисията и на този етап е в размер на 15%.

Стимул за насърчаване на конкуренцията на дребно е и постоянно извършваният мониторинг на пазара на природен газ от ДКЕВР, с оглед осигуряване на недискриминация между всички участници на пазара, както и между участниците от една и съща категория и допринасяне за ефективната конкуренция и правилното функциониране на пазара. В тази връзка ДКЕВР при осъществяване на контролните си правомощия извършава планови проверки на енергийните дружества, както и извънредни проверки по постъпили жалби и сигнали. Като дейност, насърчаваща конкуренцията на пазара, може да се посочи и фактът, че ДКЕВР утвърждава пределни

цени за продажба на природен газ, като газоразпределителните компании имат правото да продават на крайни потребители на цени, по-ниски от утвърдените.

Съгласно Правилата за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи от 1.07.2007 г. всички потребители имат право да избират своя доставчик на природен газ, което право е гарантирано и в условията на издадените през 2009 г. лицензии за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

## **Инфраструктура**

Тарифният модел, който се прилага по отношение на преносното предприятие е вход – изход.

Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа се образува от обществения доставчик като среднопретеглена стойност при отчитане на заявените за доставка количества природен газ от внос за вътрешния пазар и от местни добивни предприятия с цел продажба през следващ период, условията по договорите за пренос на природен газ до българска граница и валутния курс на Българската народна банка на лева за щатския долар или друга чуждестранна валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ. Върху така образуваната цена се начислява надценка в размер на 3%.

На 30.12.2009 г. е прието Постановление №325 на Министерския съвет за изменение и допълнение на Наредбата за регулиране на цените на природния газ /НРЦПГ/, приета с Постановление № 131 на Министерски съвет от 2004 г. (обн., ДВ, бр. 55 от 2004 г.; изм. и доп., бр. 64 от 2007 г.). С това ПМС се изменя чл. 17 от НРЦПГ, който касае начина на определяне на цените при продажба на природен газ от обществения доставчик.

Съгласно изменението, цените при продажба на природен газ от обществения доставчик на крайните снабдители и на потребители, присъединени към газопреносната мрежа, се образуват въз основа на разходите за доставка на прогнозни количества природен газ от внос за вътрешния пазар, от местни добивни предприятия, от запаси природен газ и надценка в размер до 2 %.

Според сега действащите договори на „Булгаргаз” ЕАД с външни доставчици, цената на вход се изменя всяко тримесечие, т.е. четири пъти в годината.

Цените за крайните потребители, присъединени към газоразпределителната мрежа се образуват, като към цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа и преносната такса (19.73 лв./1000 м<sup>3</sup>) се прибави цената за разпределение и снабдяване за конкретната група или подгрупа потребители.

За уплътняване и развитие на газоразпределителните мрежи през 2009 г. са инвестирани 68.808 млн. лв., като са изградени общо 442.049 км разпределителни газопроводи.

Развитието през 2009 г. на инфраструктурата в страната е отбелязало спад спрямо предходните години, което се дължи на следните обективни фактори: промяна на интереса за присъединяване на потребители и намалена консумация от страна на стопанския сектор предвид икономическата криза; икономическа нецелесъобразност на част от предвидените инвестиции поради промяна в инвестиционните условия в страната.

## **Сигурност на доставките**

На 06.01.2009 г. доставките на природен газ за Р България бяха прекратени от РАО „Газпром”. Със заповед на министъра на икономиката и енергетиката бе въведен ограничителен режим на доставките към потребителите на природен газ за територията

на страната. Членове на ДКЕВР участваха в Кризисния щаб към Министерството на икономиката и енергетиката за справяне с газовата криза. Обобщените директни загуби за фирмите в България вследствие на прекратяване на доставките на природен газ са 456 млн. лв. Броят на обхванатите към края на м. януари стопански субекти е 386 броя. Общите загуби за икономиката, включващи преки загуби на „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД /вследствие нереализирани приходи/, както и косвени загуби – от спиране и ограничаване снабдяването на производствата с природен газ надхвърлят 500 млн. лв. Кризата нямаше сериозни последствия за домакинствата, тъй като малка част от тях използват природен газ, но бяха засегнати болници, училища, детски градини и др. обществени сгради.

С цел повишаване сигурността и качеството на газоснабдяването в страната, през 2009 г. са извършени инвестиции в газопреносната мрежа и съоръжения. В процес на изграждане е 80 км преносен газопровод Добрич – Силистра. Стартирал е процесът на реконструкция за разширяване на работния обем на подземно газово хранилище „Чирен“, и свързването му с Козлодуй и Оряхово. Предприети са мерки, целящи свързване на газопреносните системи на България с Румъния и на България с Гърция. Газовото находище „Галата“ предстои да бъде трансформирано във второ за страната газохранилище.

Лицензиантът „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството си на оператор на преносната система, извършва диспечеризация и оперативен контрол на преноса и транзита на природен газ.

В изпълнение на европейската директива за пълна либерализация на пазара на природен газ и съгласно Закона за енергетиката (ЗЕ), пазарът на природен газ в страната е отворен за всички потребители от 1 юли 2007 г.

### **Регулиране/Разделяне**

В началото на 2009 г. ДКЕВР приключи извършването на регулаторен одит на „Булгаргаз“ ЕАД – дружеството, осъществяващо дейността обществена доставка на природен газ. На одитираното дружество е наложена имуществена санкция, поради установени нарушения по изпълнение условията на издадената лицензия. В същия период беше започнато извършването на регулаторен одит на „Булгартрансгаз“ ЕАД – оператор на преносната система, и съответно притежател на лицензии за извършването на дейностите „пренос на природен газ“, „транзитен пренос на природен газ“, и „съхранение на природен газ“.

Във връзка с извършените промени в Закона за енергетиката и Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката след присъединяване на Република България към Европейския съюз, ДКЕВР е одобрила програма за независимост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Изискването за независимост на операторите е изпълнено, тъй като лицата, отговорни за управлението, включително оперативното управление не участват в управлението на другите дружества на вертикално интегрираното предприятие.

В изпълнение на изискванията на Закона за енергетика, Регламент (ЕО) 1775/2005 и Насоките към него (Регламента) относно условията за достъп до газопреносни мрежи и директивите на Европейската комисия, гарантиращи равнопоставеност и недопускане на дискриминационно поведение, ДКЕВР състави констативен протокол, с който бяха дадени задължителни указания на „Булгартрансгаз“ ЕАД, както следва:

1. В срок до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да публикува на интернет страницата си максималния капацитет на транзитната система, в изпълнение на член 5, § 1 от Регламента.

2. В срок до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да оповестява публично информация за технически капацитет, договорен и наличен капацитет, в съответствие с член 6, § 3 от Регламента, в изпълнение на чл.6, § 3 от Регламента.

3. В срок до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да оповести публично важните точки от преносната система в изпълнение на чл.6, § 4 от Регламента.

4. В срок до 31.12.2009 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да бъде изготвена и да се предложи за одобрение от ДКЕВР Методика за изчисляване и окончателни тарифи на таксите при дисбаланс. Трябва да бъдат предприети действия за публичното им оповестяване, в изпълнение на чл. 7, § 3 от Регламента.

5. В срок до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да осигури публикуване на ежедневно актуализирана информация относно възможностите си да предлага краткосрочни услуги, в изпълнение на чл. 7, § 3 от Регламента.

6. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва в кратки срокове да публикува редовно актуализирана информация с подробности, очаквана продължителност и ефекти от профилактиката, в изпълнение на точка 1, § 9 от Насоките.

7. В срок до 30.09.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да предостави и публикува дългосрочни прогнози за наличния капацитет, включително във всички важни точки на системата, в изпълнение на точка 3.3, § 3 от Насоките.

8. В срок до 30.09.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да публикува исторически данни за месечни максимални и минимални норми на използване на капацитета и средногодишни потоци във всички важни точки за последните три години, след тяхното одобрение от ДКЕВР, в изпълнение на точка 3.3, § 4 от Насоките.

С оглед постигане на подобрения в регулаторната рамка в сектор „Газоснабдяване“, и с цел разработване на нова тарифна политика на „Булгартрансгаз“ ЕАД и хармонизирани принципи и методики, е необходимо ползване на консултантска помощ за предоставяне опита на други страни-членки на Европейския съюз, както и да се подпомогне установяването на регулаторна рамка и ценова/тарифна методология в съответствие с най-добрата международна практика. След приключване срока на проект за консултантска помощ, и като резултат от техническото сътрудничество, „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да отстрани констатираните нарушения по Регламента. В случай, че нарушенията не бъдат отстранени от ОПС в срок, ДКЕВР ще предприеме ефективни действия за обезпечаване изпълнението на Регламента, или започване на процедура за налагане на санкция.

## **2.3. Общи изводи**

### **2.3.1. Електроенергетика**

Действащият в страната Закон за енергетиката и съответната подзаконова нормативна уредба са в съответствие с постановките и изискванията на Директива 2003/54/ЕО. Преобладаващата част от изискванията на директивата и закона относно разделянето на дейностите на обществения доставчик, преносното предприятие и тези на електроенергийния системен оператор (ЕСО) в рамките на вертикално интегрирана компания, са изпълнени. Адекватни мерки и решения в тази насока са приложени от ДКЕВР и по разделянето на дейностите на операторите на разпределителните мрежи от тези на крайните снабдители.

В изпълнение на изискванията на член 4, параграф 4 от Регламент (ЕО) № 1228/2003 „ЕСО“ ЕАД прилага такса за достъп до мрежата по отношение само на „консумираните количества електроенергия“ в неговата контролна зона независимо от произхода на тези количества. Сделките с предмет „транзит на електрическа енергия“

изобщо не се обременяват от оператора с такса за достъп. Спорният текст на чл. 30, ал. 1, т. 7 от Закона за енергетиката, въз основа на който ЕК е обосновала своите констатации за наличие на нарушение по член 4, параграф 4 от Регламента, е съответно изменен в брой 103 от 2009 г. на Държавен вестник.

В изпълнение на изискванията на член 5, параграф 2 от Регламента „ЕСО” ЕАД е публикувало на своя уебсайт одобрена с решение на ДКЕВР № 108/20.08.2009 г. „Обща схема за изчисляване на общия преносен капацитет, включително резерва за надеждност на преноса”, прилагана спрямо отделните междусистемни връзки. Схемата е достъпна посредством съответни линкове на уебсайта на български и на английски език. Видно от публикуваната схема, изчислението и определянето на междусистемната преносна способност и резерва за надеждност на преноса се извършват по правилата на ENTSO-E. Публикуваната от „ЕСО” ЕАД схема е приложима еднакво спрямо всички междусистемни връзки на българската електроенергийна система.

С набелязаните предстоящи изменения и допълнения в действащия Закон за енергетиката, свързани с Регламент 1228/2003/ЕО, както и с приложението на мерките от третия енергиен пакет, разделянето на дейностите по преноса и снабдяването с електрическа енергия на българския електроенергиен пазар ще получи необходимата законова основа. Избраният модел за отделяне на оператора на преносната система е Независим преносен оператор. Последното е предпоставка и основа за изграждане на електроенергийна борса в страната.

### **2.3.2. Природен газ**

Изпълнявайки правомощията си, ДКЕВР се ръководи от принципа на балансиране между интересите на енергийните предприятия и потребителите и създава конкурентна среда и равнопоставен достъп до услугата по газоснабдяване.

През 2009 г. ДКЕВР е засилила мониторинга и контрола върху лицензираните компании в сектора, с цел уплътняване на газоразпределителните мрежи, инвестиране в подобряване на газовата инфраструктура и право на достъп до услугата при прозрачни процедури и правила.

Във връзка с необходимостта от избор на модел за отделяне на операторите на преносни системи, като част от изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, и с оглед осигуряване на безпрепятствен и недискриминационен подход при осигуряването на достъп до газовите мрежи и тяхното развитие в интерес на участниците на пазара на природен газ, от ДКЕВР беше изискано становище. В своята позиция относно избора на модел на отделяне на оператора, ДКЕВР предложи за нотифициране от Европейската комисия варианта Независим преносен оператор, като оптимално решение за гарантиране на недискриминационен достъп до газовите мрежи и осигуряване на прозрачност и ефективност на дейностите на преносния оператор.

## **3. Регулиране и ефективност на пазара на електроенергия**

### **3.1. Регулаторни въпроси**

#### **3.1.1. Управление и разпределение на междусистемния капацитет и механизми за преодоляване на претоварването**

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия преносната мрежа на страната няма проблеми, свързани с претоварвания в електроенергийната система. Отделни кратки периоди на претоварване възникват през

междусистемните връзки на някои от съседните на Р. България страни, главно при върхови товари през зимния период.

Трансграничният обмен на електроенергия на Р. България със съседните страни се извършва въз основа на разработени, актуализирани за 2009 г. “Тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на «Електроенергийния системен оператор» ЕАД и съседните му контролни зони за 2008 г.” (Тръжни правила). Същите са съгласувани от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране и се прилагат от «Електроенергийния системен оператор» (ЕСО).

Тръжните правила уреждат видовете търгове, организацията на тръжната процедура, изискванията, които ползвателите трябва да изпълняват, за да участват в търговете за присъждане на търговски права за пренос и др. Правилата регламентират разделянето и предоставянето на годишни, месечни и седмични преносни способности (капацитети) по междусистемните връзки.

С Тръжните правила се уреждат всички въпроси, които се отнасят до разделянето и предоставянето през 2009 г. на разполагаемата преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните връзки на електроенергийната система на Р. България със съседните ѝ електроенергийни системи.

През 2009 г. от Електроенергийния системен оператор ЕАД на Р. България и системния оператор на Румъния CN TRANSELECTRICA SA Румъния са разработени и приети нови „Тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемното сечение в контролните зони на Електроенергийния системен оператор («ЕСО» ЕАД) и CN TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA)”. Тръжните правила са съгласувани с Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) на Р. България, с Решение от Протокол № 154 от 03.12.2009 г., и от Енергийния регулаторен орган на Румъния (ANRE). Тръжните правила са публикувани през януари 2010 г. и се прилагат от април 2010 г. Тези общи Тръжни правила определят сроковете и условията за разделянето посредством търгове на Разполагаемата преносна способност (капацитет) (АТС) в двете посоки между контролните зони на Електроенергийния системен оператор ЕАД и CN TRANSELECTRICA SA, включително по заявки ден напред. Регламентираната процедура цели увеличаване на използваемостта на междусистемното сечение между двете страни, включително чрез заявки ден напред, и осигуряването на прозрачен метод за управление на физическите претоварвания в съответствие с изискванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година, относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия.

Трансграничният преносен капацитет по междусистемните връзки се разпределя от тръжния оператор (Auction Operator) под формата на търговски права за пренос. Тръжният оператор изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

Междусистемните връзки на Р. България със съседните страни – Гърция, Румъния, Сърбия, Македония и Турция – осигуряват необходимите условия за осъществяването на пазар на електрическа енергия по двустранни договори, както и взаимопомощ при аварийни събития.

За разпределението на капацитетите по българските междусистемни връзки за региона на Югоизточна Европа се прави ежемесечен изчислителен модел. Ежемесечно се определят нетните преносни капацитети (NTC), включително за определени периоди в рамките на месеца. Тези капацитети се съгласуват двустранно със съседните

системни оператори на базата на двустранни договори. За съгласуваните NTC се обявяват публични търгове за преносни капацитети.

Посочените по-горе, приети през 2009 г. нови Тръжни правила между контролните зони на Електроенергийния системен оператор ЕАД на Р. България и на CN TRANSELECTRICA SA Румъния определят от началото на 2010 г. сроковете и условията за разделянето посредством търгове на Разполагаемата преносна способност (капацитет) (ATC) между двете страни, включително по заявки ден напред.

Електроенергийният системен оператор (ЕСО) изготвя, поддържа и публикува на интернет страницата си обща и специализирана информация за дейността на пазара на балансираща енергия и на сделките по свободно договорени цени.

Правилата осигуряват прозрачност и недискриминация на всички участници в търговете за преносни капацитети.

През 2009 г. са извършени организационно-технически дейности за преминаване през 2010 г. на изчисляване и предоставяне на преносните капацитети за ден напред, както на вътрешния пазар, така и за преносните капацитети по междусистемните връзки.

През 2009 г. за целите на последващия етап на отваряне на пазара на електрическа енергия, в рамките на електроразпределителните дружества е предприета организационна и техническа подготовка за изготвяне при OPC на регистър на ползватели, както и на организиран достъп до база данни за измерените количества електрическа енергия средно напрежение.

От края на 2009 г. са в сила споменатите по-горе съвместни Тръжни правила между „ЕСО“ ЕАД и румънския системен оператор CN TRANSELECTRICA за разпределяне на междусистемните преносни капацитети по заявки ден напред. В изпълнение на изискването на т. 3.1 от Насоките, Приложение 1 на Регламент ЕО 714/2009 „ЕСО“ ЕАД, е в процес на преговори съгласуването на такива правила и със системния оператор HTSO на съседна Гърция.

### **3.1.2. Регулиране на задачите на преносното и на разпределителните дружества**

#### **Мрежови тарифи**

В зависимост от приетия метод на регулиране комисията използва различен подход при оценяване на икономическата ефективност на ценовите елементи и регулиране на мрежовите тарифи на преносната мрежа и на разпределителните мрежи.

При регулирането на мрежовата тарифа за пренос през преносната мрежа, където комисията използва метод на регулиране без стимули „Норма на възвръщаемост“, всички ценови елементи се оценяват ежегодно при утвърждаване на новата тарифа. Поради това, че в страната има само едно регулирано дружество за пренос на електрическа енергия по мрежите ВН, няма сравнима база въз основа на която да се оценяват разходите. Във връзка с това, ДКЕВР използва като критерии за оценка на годишното ниво на разходите ежегодно събираната информация, при отчитане и на специфичните обстоятелства по отношение на законовите изисквания за сигурност и техническа обезпеченост на снабдяването.

При регулирането на мрежовите тарифи за електроразпределителните предприятия и крайните снабдители Комисията прилага метод на регулиране чрез стимули. Чрез прилагането на метода "Горна граница на приходи" комисията утвърждава необходимите приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и ги анализира и коригира за всяка следваща година от

регулаторния период. Предвидените корекции на необходимите приходи са свързани с индекса на инфлация, коефициента на ефективност, изпълнението на целевите показатели за качество, разликата между прогнозни и действителни разходи за закупуване на енергия, както и разходи предизвикани от промяна в структурата на потребление. В допълнение към методите се прилагат показатели отчитащи качеството на изпълнение на дейността (качество на електрическата енергия, качество на обслужването), при което признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират предвид изпълнението на определените от комисията целеви показатели. Отчита се и разликата по изпълнението на прогнозните инвестиции и реализираните инвестиции. Необходимите приходи се намаляват в съответствие с разликата между отчетеното неизпълнение на целевите показатели за качество и допустимото отклонение.

Регулирането на мрежовите тарифи за пренос на електрическа енергия по електроразпределителните мрежи отчита и специфичните условия, приети като ангажимент в договорите при извършената приватизация на електроразпределителните предприятия.

Тарифите за пренос и разпределение на електрическата енергия до крайните потребители се утвърждават от Комисията по предложения на дружествата в срокове и форма определени съгласно „Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия” и приетите към нея Указания. Отделните групи потребители и тарифни структури се определят по предложения на дружествата и същите са групирани според нивото на напрежение и по зони в денонощието.

През 2008 г. за електроразпределителните предприятия и крайните снабдители бе извършен регулаторен преглед и бяха установени необходими приходи и тарифи за втория регулаторен период. Вторият регулаторен период е определен с продължителност от 5 години, като първата ценова година е 2008 година. При образуване на тарифите за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи в регулаторната база на активите е включен средногодишният номинален размер на инвестициите за целия регулаторен период. Определената от Комисията средно претеглената цена на капитала (WACC) е 12%, преди данъчно облагане.

За прилагането на общ подход при утвърждаване на цените за втория регулаторен период, комисията се е съобразила, както с изводите от анализа на постигнатите резултати на регулираните дружества, така и с целта на прилагания метод на регулиране – създаване на условия, при които дружествата да намаляват разходите си за осъществяване на дейността и същевременно да осигуряват необходимите инвестиции, с цел подобряване на качеството на услугите.

Съгласно разпоредбите на Закона за енергетиката целевите стойности (норми) на показателите за качество на електрическата енергия и качество на търговските услуги са определени в „Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели за качество на електрическата енергия и качество на обслужване на разпределителните предприятия и крайните снабдители” (Методика). Методиката е приета от регулатора и обхваща периода 2006 г. – 2010 г. В нея са регламентирани конкретните стойности на показателите, периода за достигане на целевите стойности, изискванията и начините за събиране, съхраняване и предоставяне на информация от всеки лицензиант.

ДКЕВР използва отчитането на качеството на електрическата енергия и услугите, предлагани от енергийните предприятия за коригиране на необходимите приходи, включително и извършване на сравнителен анализ на практиките в други държави членки на ЕС.

По време на регулаторния период утвърдените приходи на дружествата се коригират ежегодно, на основата на корекция на административните и общи разходи със средногодишната инфлация за предходен период, намалена с коефициент на ефективност (фактор X), разликата между прогнозното и фактичното потребление на електрическа енергия и промяната на средната покупна цена на електроенергия, включително за технологични загуби. В допълнение се прилага и корекция, която отразява евентуално неизпълнение на приети показатели за качество.

ДКЕВР определя показатели за качество на енергията и качество на обслужването за всяка лицензионна дейност и техните годишни целеви нива.

За гарантиране интересите на потребителите е предвидено комисията да коригира необходимите приходи на енергийното предприятие за всеки ценови период от регулаторния период в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването през предходната година.

Показателите за непрекъснатост на снабдяването са Индекс на средната продължителност на прекъсванията за системата (System Average Interruption Duration Index – SAIDI) и Индекс на средния през годината брой прекъсвания за системата (System Annual Interruption Frequency Index – SAIFI).

При определяне и отчитане на индексите за непрекъснатост се приемат прекъсванията с продължителност по-голяма от 3 минути, които се разделят на:

- планирани прекъсвания (определени в минути за година), за които потребителите са предварително информирани от дружествата;
- непланирани прекъсвания, които са по причина на устойчиви или приходни откази на съоръжения, неправилни манипулации и други, за които не е възможно потребителите да бъдат предварително уведомени.

Прекъсвания, предизвикани от трети страни и непреодолима сила (непредвидено или непредотвратимо събитие от извънреден характер) се изключват.

Осреднените отчетни стойности на четирите електроразпределителни дружества в страната по показателите за непрекъснатост на снабдяването (SAIFI и SAIDI) при планирани и непланирани прекъсвания през 2009 г. са, както следва:

Индекси	Видове	Отчетени стойности 2009 г.
SAIFI	Планирани, брой	5,29
	Непланирани, брой	5,12
SAIDI	Планирани, минути	289,7
	Непланирани, минути	231,2

Определените в Методиката показатели за качество на търговските услуги са непосредствено свързани с резултатите и отношенията между електроразпределителните предприятия, крайните снабдители и потребителите.

Като показател за качество при тези отношения се отчита и времето за отговор или предприемане на необходимите коригиращи мерки от страна на енергийните предприятия, като същите са разделени на: общи показатели за качество на търговските услуги и гарантирани показатели. Гарантираните показатели са залегнали като задължения в одобрените от комисията „Общи условия на договорите за продажба на електрическа енергия” и „Общи условия на договорите за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на потребителите на крайния снабдител”.

При прилагането на „Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия” се прилага обобщен коефициент за корекция, включващ изпълнение на Годишен доклад 2010 г. – Държавна комисия за енергийно и водно регулиране, България

определените в Методиката целеви стойности за качество на енергията, за непрекъснатост на снабдяването и за качество на обслужването.

При неизпълнение на целевите стойности, необходимите приходи на дружествата се намаляват с определена с решение на комисията максимална негативна корекция за всяка година от регулаторния период.

Стойността на максималната негативна корекция се обвързва с очакваната възвращаемост, която дружеството ще получи от направените инвестиции с цел подобряване на показателите.

## **Балансиране**

Съгласно Закона за енергетиката сделки с електрическа енергия могат да се сключват по свободно договорени цени между участниците на пазара (производители, търговци на електрическа енергия и потребители) или по регулирани от регулатора цени.

„Правила за търговия с електрическа енергия”, приети от регулатора, определят условията за участие в работата на пазара на електрическа енергия, на пазара на балансираща енергия, механизмите на балансиране на участниците в пазара и методиката за определяне на цените на балансиращата енергия.

С изменения в Закона за енергетиката са отменени редица разпоредби и са въведени нови изисквания за електроенергийния сектор, променящи значително регулаторната рамка и задълженията на страните при сключване на сделки по свободно договорени цени и по регулирани цени. През 2008 г. и 2009 г., в съответствие с измененията в Закона, регулаторът промени със свои решения заложените механизми в Правилата за търговия с електрическа енергия. Измененията са относно образуване на цените на балансиращата енергия, които не отчитат променената ценова рамка и новите условия, при които общественият доставчик осъществява покупко-продажбата на балансираща енергия.

В края на 2009 г. регулаторът стартира процедура за приемане на нови правила за търговия, в съответствие с действащото европейско законодателство, които са предпоставка за създаване на електроенергийна борса.

Предлаганите промени в действащите правила са свързани с преминаване към известяване пред оператора на преносната система (ОПС) на графици на дневна база – заявки ден напред, което създава възможност за:

- по гъвкаво и динамично прогнозиране на нуждите от електрическа енергия за участниците в пазара с регистрирани физически обекти;
- намаляване на небалансите при непредвидени аварии на производствени съоръжения;
- създаване на допълнителни стимули за участие в пазара, предпоставка за намаляване на крайната цена на електроенергията.

Едновременно с разработваните промени в нормативната уредба, през 2009 г. преносният системен оператор „ЕСО” ЕАД подготви и техническите условия за реализация на ежедневния обмен на данни с търговските участници – промяна и осигуряване на процедурите по известяване, валидиране и регистриране на графиците за доставка от седмична на дневна база. Условията за договаряне на доставката на електрическа енергия ден напред са стъпка към по – добре функциониращ електроенергиен пазар.

Преминаването към дневен процес на известяване, валидиране и регистриране на графици за доставка от юли 2009 г. е причина за по-добро прогнозиране чрез възможността енергията да се търгува близо до деня на доставката, включително енергийните небаланси.

През 2009 г. средната отчетена цена на балансиращата енергия в страната при недостиг е около 97,7 EUR/ MWh , а средната цена на балансиращата енергия при излишък 17,7 EUR/ MWh. С преминаването през 2009 г. на заявяване и регистрация на графици ден напред общият енергиен недостиг на търговските участници показва тенденция към намаляване.

И през 2009 г. общественият доставчик „Национална електрическа компания” ЕАД остава единственият доставчик на електрическа енергия на балансиращия пазар. Независимите производители не са достатъчно икономически заинтересовани за участие на балансиращия пазар на електрическа енергия. С подготвени изменения в нормативната уредба се предвижда през 2010 г. да бъдат привлечени допълнително независими производители на електрическа енергия за участие в балансиращия пазар.

### **3.1.3. Ефективно разделяне**

Юридическото, организационно и финансово-счетоводно разделяне на оператора на преносната система (ОПС) и на операторите на разпределителните системи (ОРС) в рамките на вертикално интегрираните предприятия, съответно обществения доставчик и обществените снабдителни, бе реализирано през 2008 г.

Съгласно Закона за енергетика Електроенергийният системен оператор (ЕСО) е част от вертикално интегрираното предприятие на обществения доставчик. Но, съгласно закона и условията по лицензията, дейността му е независима в правно-организационна форма, във финансово-счетоводен аспект и за вземане на решения по възложените му със закона функции, от другите дейности на вертикално интегрираното предприятие.

Осигурено е юридическо, организационно и финансово отделяне на ЕСО от обществения доставчик.

ЕСО изготвя програма за съответствие, подлежаща на разглеждане и одобряване от регулатора, в която се представят конкретните мероприятия по изпълнение на условията по лицензията и на посочените по-горе изисквания. Програмата включва и конкретни задължения на служителите. ЕСО изготвя ежегодно годишен отчет за изпълнение на мерките по посочените в програмата цели, като същият се предоставя на регулатора за одобряване.

С набелязаните предстоящи изменения и допълнения в действащия Закон за енергетиката, свързани с Регламент 1228/2003/ЕО, както и с приложението на мерките от третия енергиен пакет, разделянето на дейностите по преноса и снабдяването с електрическа енергия на българския електроенергиен пазар ще получи необходимата законова основа. Избраният модел за отделяне на оператора на преносната система е Независим преносен оператор. Последното е предпоставка и основа за изграждане на електроенергийна борса в страната.

Дейностите, свързани със снабдяване с електрическа енергия и оперативното управление на разпределителните мрежи от оператора на разпределителната мрежа (ОРС) са също обособени в отделни юридически лица. Функционалното отделяне на оператора ОРС във вертикално интегрираното предприятие въз основа на програмата за съответствие осигурява независимостта на ОРС.

Пред вид горното четирите разпределителните предприятия на територията на страната изготвят и представят програми за съответствие, в които се посочват мерките за осигуряване на независимостта на оператора на разпределителните мрежи. Представените програми за съответствие регулаторът разглежда на свои заседания всяка година и одобрява или при необходимост предписва указания за допълнение на програмата, с цел гарантиране на независимостта на оператора от другите дейности на

вертикално интегрирано предприятие. Програмите съдържат конкретни задължения на служителите за постигането на целите и определят служители, отговарящи за контрола по изпълнението на програмите. Разпределителното предприятие изготвя годишен отчет за тези мерки, които представя на регулатора за одобрение.

За 2009 г. регулаторът е разгледал и одобрил отчетите и програмите за съответствието на електроенергийния системен оператор ЕСО и на разпределителните предприятия.

## **3.2. Въпроси по конкуренцията**

### **3.2.1. Описание на пазара на едро**

Общият електропроизводствен потенциал на страната на база първични енергийни източници и произведена енергия за 2009 г. е структуриран по следния начин:

- производители с първичен енергиен източник на фосилни горива –54,7%;
- производители с първичен енергиен източник ядрено гориво –38%;
- ВЕИ (без отчитане на ПАВЕЦ)– 7,3%;

През отчетния период 2009 г. общият брой на лицензираните производители с инсталирана мощност над 5 MW е 45. Общата инсталирана мощност в страната е 11 280 MW. Максималната нетна производствена мощност е в размер на 9035 MW, а върховият товар през януари 2009 г. е възлязъл на 7270 MW. Годишното нетно производство за страната през отчетния период е в размер на 37,4 TWh. При продажби на свободния пазар 13,0 TWh – на вътрешния пазар и нетен износ от страната, дялът на отваряне на пазара на електрическа енергия за 2009 г. е 35%.

Нетният търговски износ на страната за 2009 г. е в размер на 5,1 TWh.

Финансово-икономическата криза през 2009 г. предизвика съществени промени в регионалния и вътрешния енергийни пазари – спад на общото потребление с над 5%, (в индустрията - 10% , в експорта - 16%), както и спад с около 50% на регионалните цени на енергията и горивата. Този процес мотивира потребителите да потърсят предимствата на либерализирания пазар за по-голям избор, по-голяма конкуренция, по-добро обслужване и сигурност на доставките. От своя страна енергийните компании са принудени да подобрят своята ефективност и конкурентоспособност, за да запазят позициите си на свободния пазар.

През 2009 г. 24,5% от вътрешното потребление в страната е търгувано на пазарите на едро и дребно по свободно договорени цени. При годишно вътрешно потребление на електрическа енергия в размер на 32,3 TWh през 2009 г., дялът на търгуваното количество на вътрешния пазар е в размер на 7,9 TWh. 4,74 TWh от това количество е договорено пряко от 61 големи и средни стопански потребители на високо и средно напрежение със седем големи производители участници на пазара. Останалото количество е продадено от обществения доставчик, в качеството му на лицензиран търговец, на големи стопански потребители присъединени към мрежи високо напрежение въз основа на договори сключени по свободно договорени цени и от 26 активни търговци на електрическа енергия.

В съответствие с директива 2003/54/ЕО на парламента на Европа и съгласно Закона за енергетиката, пазарът на електрическа енергия в Р. България е напълно либерализиран от 01.07.2007 г. Трансграничният преносен капацитет по междусистемните връзки се разпределя от тръжния оператор (Auction Operator) под формата на търговски права за пренос. Тръжният оператор изчислява и определя

преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

Пазарът на електрическа енергия в страната работи по модел, при който част от сделките за продажба на електрическа енергия се сключват по регулирани цени утвърдени от регулатора, а останалата част се търгува на либерализирания пазар, по свободно договорени цени, между страните участници в пазара. Съгласно Закона за енергетиката страни участници в сделки на либерализирания пазар на електрическа енергия са производителите, търговците на електрическа енергия и потребителите.

Определен дял от количеството произведена електрическа енергия от отделните (главно големи) производители, съгласно Закона за енергетиката и директива 2003/54/ЕО, се продава на обществения доставчик за защитените потребители по регулирани цени. Изкупуваните по регулирани цени количества електрическа енергия от производителите, в рамките на определена от регулатора «квота» за всеки производител, се определят на основата на принципите за равнопоставеност и прозрачност. По този модел регулираната цена за защитените потребители в страната се образува като среднопретеглен микс от цените на производителите на електрическа енергия от различните първични енергоизточници (ядрено гориво, въглища, водна енергия и др.). Останалата част от електропроизводството си, съгласно закона, производителите имат право да продават на либерализирания пазар като равностойни участници.

През 2009 г. продължава действието и изпълнението на два дългосрочни договора, подписани между обществения доставчик “НЕК” ЕАД и електропроизводствените дружества “ТЕЦ Марица Изток 2” ЕАД и приватизираната “Енергийна компания Марица Изток III” АД. Договорите с тези централи включват модернизации с цел повишаване на ефективността на производството и изпълнение на съвременните изисквания за опазване на околната среда. Продължава изпълнението и на договора между “НЕК” ЕАД и “Ей И Ес-3С Марица Изток I” ЕООД за изграждане на нова модерна мощност на местни въглища.

За производители, използващи възобновяеми енергийни източници, регулаторът определя ежегодно преференциални цени за произведената от тях електрическа енергия. Общественият доставчик и обществените снабдителите са задължени да изкупуват произведената от тези производители електрическа енергия по съответните преференциални цени.

На този етап, в съответствие със Закона за енергетиката, търговията с електрическа енергия в страната се извършва въз основа на двустранни договори между търговските участници – производители, търговци на електрическа енергия и потребители.

Електроенергийният системен оператор (ЕСО) осъществява оперативното управление и регулира разпределението на електрическите товари на електроенергийната система при отчитане на приетите и потвърдени заявки за преносни капацитети на търговските участници, въз основа на Правилата за търговия с електрическа енергия и Тръжните правила.

Същевременно ЕСО балансира енергийната системата по технически и икономически критерии, предвид постъпилите предложения и заявки за балансиращия пазар.

Действащият пазар на студен резерв и допълнителни услуги е регламентиран в ЗЕ. Сделките за студен резерв и допълнителни услуги се сключват от ЕСО при условията на Правилата за управление на електроенергийната система и на Правилата за търговия с електрическа енергия. Количествата на закупуваната разполагаемост за студен резерв се определят въз основа на необходимата степен на надеждност на

електроснабдяването, определяна със заповед от Министъра на икономиката и енергетиката. Съгласно разпоредбите на Правилата за търговия с електрическа енергия, производителите сключват с оператора договори за студен резерв и допълнителни услуги по регулирана цена за разполагаемост. Нетната енергия от активиран студен резерв и предоставени допълнителни услуги се заплаща от обществения доставчик „НЕК“ ЕАД по цена, определена на договорна основа в договор между „НЕК“ ЕАД и съответния производител.

За 2009 г. регулаторът е лицензирал нови 13 броя дружества за дейността „търговия с електрическа енергия“, с което общият брой на лицензираните търговци е станал 70. Броят на активните търговци на пазара на електрическа енергия през 2009 г. 26 търговци.

За улеснение на потребителите в избора на доставчик, регулаторът поддържа на страниците си в Интернет списък на всички лицензирани търговци на електрическа енергия и техните адреси за кореспонденция.

При участвалите през 2009 г. на вътрешния пазар 26 активни търговци на електрическа енергия няма изразен монополист. Най-големият дял закупена/продадена електрическа енергия от търговец е под 17,5% от общия търгуван обем на пазара. Делът на закупена/продадена енергия от тримата търговци с най-голям търгуван обем не надвишава 36% от общия търгуван обем.

Понастоящем в страната няма организирана борса за електрическа енергия и търговията с електрическа енергия се извършва въз основа на двустранни договори между търговските участници по свободно договорени цени на пазар организиран от ЕСО. Поради това обективен марж между цените купува и продава на българския пазар на електрическа енергия не може да бъде определен.

Пазарът на електрическа енергия в Р. България се характеризира като национален и добре интегриран със съседните страни.

Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2009 г. възлиза на 320 MW при годишно производство около 233 GWh. През 2009 г. инсталираната мощност на фотоволтаици (PV) възлиза на около 6,9 MW при производство 3, 23 GWh.

Традиционно Р. България е нетен износител на електрическа енергия за страните от региона на Югоизточна Европа. През 2009 г. делът на нетния износ на страната надхвърля 13 % от нетното производство на електрическа енергия в страната. Това се дължи на реализирано електропроизводство от добре структуриран и оптимизиран микс от първични енергоизточници – ядрена енергия (38 %), енергия от местни въглища и отчасти вносни (54,7%), водна енергия и други ВЕИ (7,3%) и др. Поради това през голяма част от годината и особено при повишена консумация на електрическа енергия в региона (през зимния период и частично през летния) цените на електрическата енергия в повечето съседни страни нарастват значително. Предвид изложеното, главно недостигът на разполагаеми мощности в съседните страни през определени периоди на годината е основната причина за периодичната поява на съществени разлики между средните пазарни цени в страната и тези в съседните страни.

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия преносната мрежа на страната няма значими проблеми свързани с претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети. Отделни редки случаи на претоварване възникват през междусистемни връзки с някои от съседните на Р. България страни главно през зимния

период. Като цяло влиянието на претоварванията по междусистемни връзки върху разликите между пазарните цени в страната и тези в съседните страни не е значимо.

Съгласно Закона за енергетиката регулаторът има правомощия да осъществява контрол по въпроси, свързани с евентуален отказ на електроенергийния системен оператор или съответно на разпределителното предприятие за достъп до мрежите.

Всички спорове, възникнали във връзка с прилагането на разпоредбите на Правилата за търговия с електрическа енергия, се отнасят за решаване от регулатора по реда на Закона за енергетика.

В случай на отказ за регистрация от страна на оператора търговският участник има право да оспори писмено отказа пред регулатора в четиринадесет дневен срок от получаването му. През 2009 г. жалби на търговски участници по такъв повод не са постъпвали в ДКЕВР.

Правилата за търговия със съседните страни са в съответствие с действащите европейски правила и с двустранните споразумения и правилата за трансграничен обмен и търговия с електрическа енергия. Последното се отнася включително и за съгласуването на междусистемните преносни капацитети между българския ОПС и операторите на съседните преносни системи.

През 2009 г. в електроенергийния сектор на страната и сред участниците на пазара на електрическа енергия не са регистрирани значими сливания и придобивания влияещи на пазарната конкуренция. През годината се отчита нарастване на броя на търговците на електрическа енергия, включително на търговците активни на пазара.

### **3.2.2. Описание на пазара на дребно**

Процедурата по преминаването на потребителите от пазара по регулирани цени към пазара по свободно договорени цени и обратно се извършва по реда и при условията, описани в Правилата за търговия с електрическа енергия.

В издадените лицензии за обществено снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител в съответствие с Директива 2003/54/ЕО е предвидено, че крайният снабдител е длъжен да снабдява с електрическа енергия по регулирани цени битови потребители и предприятия с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 19,5 млн. лв., които не са избрали друг доставчик или са се оттеглили от пазара на електрическа енергия. Крайният снабдител е длъжен да осигури непрекъснато снабдяване с електрическа енергия за преходен период на потребители, в случай че техният доставчик на електрическа енергия по свободно договорени цени прекрати доставката, докато потребителя намери друг доставчик.

На този етап на развитие на пазара на електрическа енергия в страната търговията обхваща изцяло големите потребители на високо напрежение (ВН) и част от стопански потребители присъединени към мрежи средно напрежение (СрН). Търговията се осъществява на основата на двустранни договори между производители, търговци на електрическа енергия и потребители. Дейността на търговците на електрическа енергия понастоящем не обхваща пазарите на дребно за малки стопански потребители и фирми и битовите потребители. През 2009 г. са анализирани и подготвяни изменения на законово-нормативната уредба целящи разширяването на пазара на електрическа енергия в сектора на средните и малки стопански потребители.

Количеството електрическа енергия, пренесено за потребители, сменили доставчика на електрическа енергия, присъединени към мрежа високо напрежение ВН за 2009 г. е в размер на 4 431 200 MWh и бележи малко повишение спрямо 2008 г.

Количеството електрическа енергия, пренесено за потребители, сменили доставчика на електрическа енергия, присъединени към мрежи средно напрежение СрН за 2009 г. е в размер на 247 590 MWh и бележи 38% повишение спрямо 2008 г.

За отчетния период 2009 г. търговските участници, сключили сделки по свободно договорени цени са общо 94 броя (увеличение с 12%), от тях 7 броя производители, 61 броя потребители (увеличение със 7%) и 26 броя търговци (увеличение с 30%).

Оттеглили се търговски участници за същия период са 6 броя, от които 5 броя са потребители и един търговец.

При годишно потребление на електрическа енергия в страната през 2009 г. 32,3 TWh, дялът на търгуваното количество на вътрешния пазар е в размер на 7,9 TWh. Това количество е търгувано между производители, търговци на електрическа енергия и големи и средни стопански потребители на електрическа енергия, въз основа на двустранни договори, сключени по свободно договорени цени.

Дейността на търговците на електрическа енергия понастоящем не обхваща пазарите на дребно за малки предприятия и фирми и битовите потребители. Разработват се изменения на законово-нормативната уредба целящи разширяването на пазара на електрическа енергия в сектора на средните и малки стопански потребители.

Общата консумация на крайни потребители за 2009 г. е в размер на 28,63 TWh.

Общо продадена електрическа енергия на свободния пазар, предимно на високо напрежение (HV) и отчасти на средно напрежение (MV), възлиза на 7,9 TWh.

Общото крайно потребление на защитените потребители (битови потребители и малки предприятия), закупуващи електрическа енергия по регулирани цени през 2009 г. е 20,73 TWh.

Структурата на потреблението и количествата електрическа енергия по основни групи потребители са:

- Стопански потребители и обществен сектор – 18,23 TWh – 63,7% от консумация в страната.
- Битови потребители – 10,4 TWh – 36,3% от общата консумация в страната.

В изпълнение на действащата „Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия” с решение на регулатора от 01.07.2009 г. за защитените потребители са утвърдени следните регулирани цени без ДДС:

1. цените, по които производителите продават електрическа енергия на обществения доставчик „НЕК” ЕАД;
2. цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители;
3. цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на електроразпределителните дружества за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи;
4. цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа;
5. добавка към цената за пренос за зелена енергия, която се заплаща на преносната компания от всички потребители като общо задължение на обществото;
6. цената за достъп до електропреносната мрежа;
7. цените за достъп до електроразпределителните мрежи;
8. цените за пренос през електроразпределителните мрежи;
9. цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови потребители и предприятия с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 19,5 млн. лв.

Основните групи потребители през 2009 г. са както през 2008 г. и са, както

следва:

- Стопански потребители на високо напрежение – цената за стопански потребители присъединени към електропреносната мрежа (високо напрежение) не подлежи на утвърждаване от регулатора. Тези потребители закупуват електрическа енергия на свободния пазар.

- Стопански потребители на средно напрежение - цената за тези потребители включва: цена за електрическа енергия на краен снабдител, цена за пренос през електроразпределителната мрежа и цена за достъп до електроразпределителната мрежа.

- Стопански потребители на ниско напрежение - цената за потребителите на ниско напрежение на електрическата енергия включва: цена за електрическа енергия на краен снабдител, цена за пренос през електроразпределителната мрежа и цена за достъп до електроразпределителната мрежа.

- Битови потребители присъединени на ниско напрежение - цената на електрическата енергия включва: цена за електрическа енергия на краен снабдител, цена за пренос през електроразпределителната мрежа и цена за достъп до електроразпределителната мрежа.

Утвърдените през 2009 г. цени са както следва:

Цената за достъп до електропреносната мрежа се заплаща на ЕСО от всички ползватели на мрежата и е в размер на 0,00327 EUR/kWh.

Цената за пренос по електропреносната мрежа се заплаща на Преносната компания от всички ползватели на мрежата и е в размер на 0,00462 EUR/kWh.

Добавка към цената за пренос за зелена енергия, която се заплаща на Преносната компания от всички потребители като общо задължение от всички потребители и е в размер на 0,001084 EUR/kWh.

Крайните потребители на високо напрежение (HV) закупуват електрическата си енергия изцяло на свободния пазар.

Както през 2008 г. и през 2009 г. цената за пренос през разпределителните мрежи е регулирана от комисията и диференцирана на цена за пренос през електроразпределителните мрежи и цена за достъп до мрежите

Средните цени за достъп, пренос и снабдяване през 2009 г., които се заплащат от основните групи крайните потребители на разпределителното предприятие и на крайния снабдител са:

№	Групи потребители	Цена за достъп EUR/kWh	Цена пренос средно напрежение EUR/kWh	Цена пренос ниско напрежение EUR/kWh	Цена за снабдяване EUR/kWh	Обща цена EUR/kWh
1.	стопански потребител и средно напрежение	0,00311	0,00386		0,04778	0,05475
2.	стопански потребител и ниско напрежение	0,00311		0,02181	0,05088	0,07580

3.	битови потребител и	0,00311	X	0,02181	0,04225	0,06717
----	---------------------------	---------	---	---------	---------	---------

\* Всички цени са без ДДС (20% ) и без акциз за стопански потребители.

За постигане на ефективност на действията за предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар и за недопускане на злоупотреба с монополното положение между ДКЕВР и Комисията за защита на конкуренцията са изградени отношения на тясно сътрудничество. Също така с оглед изпълнението на регулаторните си правомощия, ДКЕВР е в тясно сътрудничество и с Комисията за защита на потребителите, както и с редица други неправителствени организации за защита на потребителите.

Основен приоритет на комисията и през 2009 г. е работата с потребителите, тяхната защита по отношение на качеството на услугата и правото им на информация.

ДКЕВР има обявен телефон за запитвания и сигнали на граждани, на които всеки може да получи кратък отговор по поставен проблем или да уточни процедурата

От информацията по постъпилите жалби в Комисията към сектор „Електроенергетика” и разпределението им по тематични показатели с най-голям дял са жалбите свързани с необходимост от „Проверка на средствата за търговско измерване” – около 29 %. Следват тези с „Грешки в отчитането на средствата за търговско измерване и грешки при изготвянето на сметките” – около 22% от всички жалби в сектора. Следващата група жалби са насочени към „Проблеми при обслужване на потребителите, неполучаване на фактури” – 21%. По наблюдавания показател „Качество”, свързан преди всичко с оплаквания от некачествено снабдяване с електрическа енергия при 35% от общия брой жалби през 2008 г., делът им е спаднал до 8% през 2009 г. В тази група жалби най-често срещаните са относно прекъсвания на електрическа енергия или доставка на електрическа енергия, която не отговаря на показателите за качество, водещо в някои случаи и до материални щети за потребителите.

За осъществяване на контрол върху работата на електроразпределителните дружества с битовите потребители през 2009 г. е изискана отчетна информация от тях. При общ брой на битовите потребители около 5 889 000, подадените жалби в електроразпределителните дружества през 2009 г. са 25 990 броя или нарастване на броя им спрямо 2008 г. с 38%. В много случаи тези жалби са свързани с оспорване на изчисляване на междинните суми във връзка с въведеното от някои дружества тримесечно отчитане и грешки при изготвяне на фактурите – 18%. Най-малък брой жалби са регистрирани във връзка с правото на потребителя да бъде присъединен – около 3%. Голям процент жалби са свързани с качеството на снабдяването – 13%. Средният брой жалби за сектора е 4.41 на 1000 потребители. По данни на дружествата напълно или частично удовлетворени са 39% от регистрираните жалби на потребителите. За удовлетворени се считат жалби, при които са предприети коригиращи мерки и/или е изпратен отговор от дружеството доставчик на електрическата енергия и жалбоподателят не е изпратил възражение.

През 2009 г. в електроразпределителните дружества са извършени 7 броя планови и извънредни проверки по повод постъпили жалби и сигнали на потребители относно: отказ за доставка и продажба на електрическа енергия, прекъсване на електроснабдяването по повод изготвени и неплатени корекционни сметки, извършване на дейност по разпределение и продажба на електрическа енергия от нелицензирани лица, проблеми с присъединяване на нови потребители и други. Резултатите от всички

проверки са отразени в констативни протоколи, разгледани от Комисията и при констатиране на нарушения са наложени санкции на лицензиантите или са дадени задължителни указания със срокове за изпълнение.

### **3.2.3. Мерки за избягване на злоупотребите с господстващо положение**

Дейността и организацията на пазара в страната се регламентират от „Правила за търговия с електрическа енергия” и „Тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на „Електроенергийния системен оператор” ЕАД и съседните му контролни зони за 2008 г.”. Правилата са съгласувани и одобрени от националния регулатор. Правилата са в съответствие с изискванията на Директива 2003/54/ЕО, действащите двустранни споразумения и правила за трансграничен обмен и търговия с електрическа енергия със съседните страни.

Електроенергийният системен оператор (ЕСО) осъществява оперативното управление и регулира разпределението на електрическите товари на електроенергийната система при отчитане на приетите и потвърдени заявки за преносни капацитети на търговските участници, въз основа на Правилата за търговия с електрическа енергия и Тръжните правила. При приемане и потвърждаване на заявките през 2008 г. „седмица напред” към момента ЕСО преминава към регистриране на заявките „ден напред”.

Трансграничният преносен капацитет по междусистемните връзки се разпределя от тържния оператор (Auction Operator) под формата на търговски права за пренос. Тръжният оператор изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

Необходимите данни и информация ЕСО публикува на интернет страницата си. На този етап на отваряне на пазара на електрическа енергия в страната общественият/крайният снабдител доставят и продават по регулирани цени електрическа енергия предимно на защитените потребители. Договорите за снабдяване се сключват с потребителите въз основа на „Общи условия за снабдяване с електрическа енергия”. Общите условия се, разработват и предлагат от електроснабдителните дружества и утвърждавани от регулатора.

Основни принципи, ръководещи дейността на ДКЕВР при изпълнение на регулаторните правомощия на комисията, са предотвратяването и недопускането на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, както и осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребителите.

В изпълнение на правомощията си Комисията анализира работата и поведението на контролираните от нея енергийни предприятия, като се стреми да създаде условия за недопускане на злоупотреба с монополно положение или ограничаване/нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар в България. За постигане на тези цели ДКЕВР има правото да сезира Комисията за защита на конкуренцията (КЗК), която на свой ред разглежда подадената информация и след преценка на данните по конкретния случай може да образува производство по реда на Закона за защита на конкуренцията.

В „Наредба за лицензиране на дейностите в енергетиката” е закрепено друго важно правомощие и задължение на ДКЕВР при издаване на лицензия и/или даване на разрешение или съгласие от комисията. Ако в хода на започнало административно производство се установи необходимост от разрешение на КЗК, енергийният регулатор спира производството, уведомява заявителя и сезира КЗК за образуване на

производство по Закона за защита на конкуренцията. Едва след влизане в сила на решението на КЗК, ДКЕВР възобновява производството по издаване на искания административен акт.

Освен това, при осъществяване правомощията си за даване на съгласие за преобразуване на лицензианти, разрешаване извършването на сделки на разпореждане с незавършени обекти на строителство или с имущество и даване на разрешение за учредяване на залог/ипотека върху имущество, с което се осъществява лицензионна дейност, ДКЕВР има правото да изиска становището на КЗК за конкретния случай преди да вземе решение или да даде разрешение.

Съгласно Закона за енергетиката енергийните предприятия за управление на електроенергийната система, пренос на електрическа енергия или за разпределение на електрическа енергия, които осигуряват всеобщо предлагана услуга, и които имат господстващо положение на пазара по смисъла на Закона за защита на конкуренцията, се подчиняват на разпоредбите на този закон, доколкото това не възпрепятства фактически или юридически изпълнението на задълженията, които са им възложени.

При размер на продажбите на свободния пазар през 2009 г. – 13,0 TWh (вътрешен пазар и нетен износ от страната) дяловете на участие на най-големите търговски участници на пазара на електрическа енергия са, както следва:

- на производител, продал електрическа енергия на пазара – 59,0%
- търговец, продал най-много енергия на пазара – 17,5%
- на потребител, закупил най-много енергия от пазара – 9,8%.

Представените данни показват неналичие на монополист на пазара на електрическа енергия в страната през 2009 г.

През 2009 г. на пазара на електрическа енергия в страната са участвали 7 големи производители, 26 активни търговци и над 61 предимно големи и средни стопански потребители. Делът на закупена/продадена енергия от тримата търговци с най-голям търгуван обем не надвишава 36% от общия търгуван обем.

## **4. Регулиране и ефективност на пазара на природен газ**

### **4.1. Регулаторни въпроси**

#### **4.1.1. Управление и разпределяне на междусистемния капацитет и механизми за справяне с претоварванията на мрежата**

На този етап на развитие на пазара на природен газ няма претоварване на мрежата, нито на национално, нито на трансгранично ниво, тъй като проектният капацитет на преносната мрежа е 8 млрд.м<sup>3</sup>. Реалната годишна консумация не надвишава и 50% от максимално допустимата проектна консумация. При разпределянето на наличните капацитети се използва метода „first come first served”.

Транзитният пренос се осъществява от Системния оператор на базата на дългосрочни договори. Съществуват стари договори, които получават приоритетен достъп до трансграничните капацитети. Съотношението на капацитета, необходим за обслужване на старите договори към общия трансграничен капацитет е 100%. Датата на валидност на тези договори е 2030 г.

За периода 2009 г. ОПС няма действаща методика за оценка на максималния технически капацитет, и към момента е в процес на разработването й.

#### **4.1.2. Регулиране на задачите на преносното и разпределителните дружества**

Цената за пренос по газопреносната мрежа се регулира чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”. Тарифният модел, който се прилага по отношение на преносното предприятие е вход – изход.

Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа се образува от обществения доставчик като среднопретеглена стойност при отчитане на заявените за доставка количества природен газ от внос за вътрешния пазар и от местни добивни предприятия с цел продажба през следващ период, условията по договорите за пренос на природен газ до българска граница и валутния курс на Българската народна банка на лева за щатския долар или друга чуждестранна валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ. Върху така образуваната цена се начислява надценка в размер на 3%.

На 30.12.2009 г. е прието Постановление №325 на Министерския съвет за изменение и допълнение на Наредбата за регулиране на цените на природния газ /НРЦПГ/, приета с Постановление № 131 на Министерски съвет от 2004 г. (обн., ДВ, бр. 55 от 2004 г.; изм. и доп., бр. 64 от 2007 г.). С това ПМС се изменя чл. 17 от НРЦПГ, който касае начина на определяне на цените при продажба на природен газ от обществения доставчик.

Съгласно изменението, цените при продажба на природен газ от обществения доставчик на крайните снабдителите и на потребители, присъединени към газопреносната мрежа, се образуват въз основа на разходите за доставка на прогнозни количества природен газ от внос за вътрешния пазар, от местни добивни предприятия, от запаси природен газ и надценка в размер до 2 %.

Според сега действащите договори на „Булгаргаз” ЕАД с външни доставчици, цената на вход се изменя всяко тримесечие, т.е. четири пъти в годината, което се отразява в цените по цялата верига от присъединени потребители.

Цените за крайните потребители присъединени към газоразпределителната мрежа се образуват като към цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа и преносната такса (19.73 лв.) се прибави цената за разпределение и снабдяване за конкретната група или подгрупа потребители.

За потребителите присъединени към преносната мрежа цената, която плащат за 1000 м<sup>3</sup> е равна на цената на входа на газопреносната мрежа към която се прибавя таксата за пренос (19.73 лв.).

Цената на природния газ за разпределение и снабдяване по газоразпределителните мрежи се регулира чрез метода „Горна граница на цени”

При метода “горна граница на цени”, комисията утвърждава на газоразпределителните дружества цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за първата година от определения регулаторен период и ги изменя в края на всяка година от регулаторния период с инфлационен индекс, намален с коефициент за подобряване на ефективността.

Комисията може да изменя утвърдените цени в края на всяка година от регулаторния период и въз основа на недовзетия/надвзетия приход, дължащ се на разлики между прогнозни и действителни количества природен газ от предходния ценови период и инвестиции.

Предвид гореизложеното, регулиране чрез стимули се прилага спрямо дружествата лицензирани за дейностите разпределение и снабдяване.

Регулаторният период, за който се определят цените за газоразпределителните дружества е в съответствие с бизнесплана на съответното дружеството и обикновено е за период от пет години.

Регулирането чрез метода „Горна граница на цени” се прилага от 2008 г., като за отчетната 2009 г. все още не са извършвани корекции по отношение на утвърдените цени за дейността по разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ..

При регулирането на цените за разпределение и снабдяване с природен газ, ДКЕВР отчита особеностите на пазара, вкл. и факта, че необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната все още е в процес на изграждане и присъединяването на потребители към газоразпределителните мрежи са малко. Прилаганият от ДКЕВР регулаторен механизъм осигурява балансиращи стимули за газоразпределителните дружества за продължаващо развитие на мрежите и присъединяване на нови потребители с цел постепенно увеличаване на консумацията им, като в т.ч. е и определената по-висока норма на собствения капитал за дейностите по разпределение и крайно снабдяване (15%), образуването на цените за регулаторния период като анюитетни цени и утвърждаване на разходнообразувани тарифни структури. Тарифната структура е част от заявлението за цени, като съответното дружество може да предлага обосновано разделяне на потребителите по групи и подгрупи в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или друг признак, за които да иска утвърждаване на отделни цени. Дружествата обосновават и доказват пред ДКЕВР индивидуални тарифи, като най-висока цена заплащат тези групи потребители, които предизвикват най-високи разходи за крайно снабдяване с природен газ. Действащите видове тарифи за крайните потребители на газоразпределителните дружества са обособени в зависимост от принадлежността на потреблението (промишлени, обществено-административни и битови), равномерност и неравномерност на потреблението и съответна консумация.

Цените се образуват в съответствие с приетите задължителни „Указания на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране за образуване на цените за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ от краен снабдител” и „Указания за образуване на цени за пренос на природен газ и за съхранение на природен газ и за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването”. В Указанията се съдържат както общите, така и специфичните изисквания на ДКЕВР по отношение на начина на изчисляване на цените, видовете разходи, активи, вкл. инвестиции и всички останали ценообразуващи фактори.

Ежегодно се събират данни за отчета на дейността на лицензираните дружества по отношение на инвестиции, изградена мрежа, брой потребители, консумация и се съпоставят с данните по одобрените от комисията бизнес планове.

Ежегодно комисията изисква от всички лицензианти информация относно: брой прекъсвания, продължителност на прекъсванията, брой жалби, време за отговор на жалбите и време за коригиране на грешки при измерването.

На този етап качеството на снабдяването не се отразява върху тарифите.

Операторите на преносната и разпределителни мрежи предоставят актуална информация относно действащите тарифи за пренос, доставка, съхранение, разпределение, снабдяване и присъединяване.

#### **4.1.3 Ефективно разделяне**

С решение на ДКЕВР е разрешено преобразуване на „Булгаргаз” ЕАД, чрез отделянето на „Булгаргаз” ЕАД и „Булгартрансгаз” ЕАД в самостоятелни стопански субекти, като по този начин се осъществява юридическото, функционалното и счетоводното отделяне на дейностите по пренос на природен газ и обществена доставка на природен газ. Извършването на преобразуването е в съответствие и с основните цели

на Директива 2003/55 на ЕС, а именно постигането на напълно действащ вътрешен пазар с недискриминационен достъп до газопреносните мрежи и справедливо определяне на цените на природния газ.

Хоризонтално са отделени дейностите по веригата: добив, внос, пренос, съхранение, разпределение, доставка и търговия с природен газ. Либерализирането на пазара изисква по-нататъшно разгръщане на предвидените в Закона за енергетиката възможности за директни договори между потребители и доставчици на газ – било то търговци, газоразпределителни дружества или директни доставчици.

Съгласно Директива 2003/55 на ЕС, и след влизането в сила на измененията на Закона за енергетиката от средата на 2007 г., всички газоразпределителни компании са юридически разделени. През 2008 г. стартира процеса по издаване на новите лицензии съобразно разделението по дейности: „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

Всяко газоразпределително дружество е задължено да прилага разделно счетоводство по видове дейности в рамките на дружеството, съгласно разпоредбите, предвидени в Закона за енергетика (ЗЕ). За целите на разделното счетоводство по дейности на газоразпределителните дружества е приет Единна система за счетоводна отчетност (ЕССО), която осигурява отделна отчетност за регулаторни цели за дейностите - разпределение, снабдяване и нерегулирани. Обект на регулиране от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране са дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ.

Воденето на отделна счетоводна отчетност за всяка от тези дейности, позволява отразяване на специфичните им характеристики. Това позволява тяхното наблюдение, измерване и контрол за целите на регулирането. Консолидирането на регулираните дейности позволява прилагането на единен подход и цялостно обхващане на процеса по регулиране и контрол

Дейностите, свързани с разпределение на природен газ, могат да се отделят по собственост и в организационно отношение от снабдяването с природен газ на крайни потребители и от другите дейности на газоразпределителните дружества, когато към съответната разпределителна мрежа се присъединят не по-малко от 100 хил. крайни потребители на природен газ.

Изискването на Директивата за независимост на операторите е спазено, като ОПС „Булгартрансгаз” ЕАД е отделено в независимо юридическо лице в рамките на вертикално интегрираното предприятие „Булгаргаз-холдинг” ЕАД.

Във връзка с извършените промени в Закона за енергетиката и Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката след присъединяване на Република България към Европейския съюз, ДКЕВР е одобрила програма за независимост на „Булгартрансгаз” ЕАД. Изискването за независимост на операторите е изпълнено, тъй като лицата, отговорни за управлението, включително оперативното управление не участват в управлението на другите дружества на вертикално интегрираното предприятие.

В изпълнение на изискванията на Закона за енергетика, Регламент (ЕО) 1775/2005 и Насоките към него (Регламента) относно условията за достъп до газопреносни мрежи и директивите на Европейската комисия, гарантиращи равнопоставеност и недопускане на дискриминационно поведение, ДКЕВР състави констативен протокол, с който бяха дадени задължителни указания на „Булгартрансгаз” ЕАД, както следва:

1. В срок до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз” ЕАД трябва да публикува на интернет страницата си максималния капацитет на транзитната система, в изпълнение на член 5, § 1 от Регламента.

2. В срок до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да оповестява публично информация за технически капацитет, договорен и наличен капацитет, в съответствие с член 6, § 3 от Регламента, в изпълнение на чл.6, § 3 от Регламента.

3. В срок до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да оповести публично важните точки от преносната система в изпълнение на чл.6, § 4 от Регламента.

4. В срок до 31.12.2009 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да бъде изготвена и да се предложи за одобрение от ДКЕВР Методика за изчисляване и окончателни тарифи на таксите при дисбаланс. Трябва да бъдат предприети действия за публичното и оповестяване, в изпълнение на чл. 7, § 3 от Регламента.

5. В срок до 31.12.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да осигури публикуване на ежедневно актуализирана информация относно възможностите си да предлага краткосрочни услуги, в изпълнение на чл. 7, § 3 от Регламента.

6. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва в кратки срокове да публикува редовно актуализирана информация с подробности, очаквана продължителност и ефекти от профилактиката, в изпълнение на точка 1, § 9 от Насоките.

7. В срок до 31.09.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да предостави и публикува дългосрочни прогнози за наличния капацитет, включително във всички важни точки на системата, в изпълнение на точка 3.3, § 3 от Насоките.

8. В срок до 31.09.2009 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да публикува исторически данни за месечни максимални и минимални норми на използване на капацитета и средногодишни потоци във всички важни точки за последните три години, след тяхното одобрение от ДКЕВР, в изпълнение на точка 3.3, § 4 от Насоките.

С оглед постигане на подобрения в регулаторната рамка в сектор „Газоснабдяване“, и с цел разработване на нова тарифна политика на „Булгартрансгаз“ ЕАД и хармонизирани принципи и методики, е необходимо ползване на консултантска помощ за предоставяне опита на други страни-членки на Европейския съюз, както и да се подпомогне установяването на регулаторна рамка и ценова/тарифна методология в съответствие с най-добрата международна практика. След приключване срока на проекта за консултантска помощ, и като резултат от техническото сътрудничество, „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да отстрани констатираните нарушения по Регламента. В случай, че нарушенията не бъдат отстранени от ОПС в срок, ДКЕВР ще предприеме ефективни действия за обезпечаване изпълнението на Регламента, или започване на процедура за налагане на санкция.

## **4.2. Въпроси, свързани с конкуренцията**

### **4.2.1 Описание на пазара на едро**

Съгласно ЗЕ, Правилата за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи, и в изпълнение на европейските директиви за пълна либерализация на пазарите на електроенергия и газ, от 01.07.2007 г. всички потребители имат право да избират своя доставчик на природен газ, или пазара е 100% либерализиран.

Дейността по обществена доставка на природен газ се осъществява от „Булгаргаз“ ЕАД, на което ДКЕВР е издала лицензия за дейността обществена доставка на природен газ. На „Булгартрансгаз“ ЕАД са издадени лицензии за дейностите пренос, транзитен пренос, съхранение на природен газ. Природният газ на входа на газопреносната мрежа се доставя от три външни доставчика (Овергаз Инк., Винтерсхал и Газекспорт) и един вътрешен (Петреко САРЛ). Газопреносната мрежа е

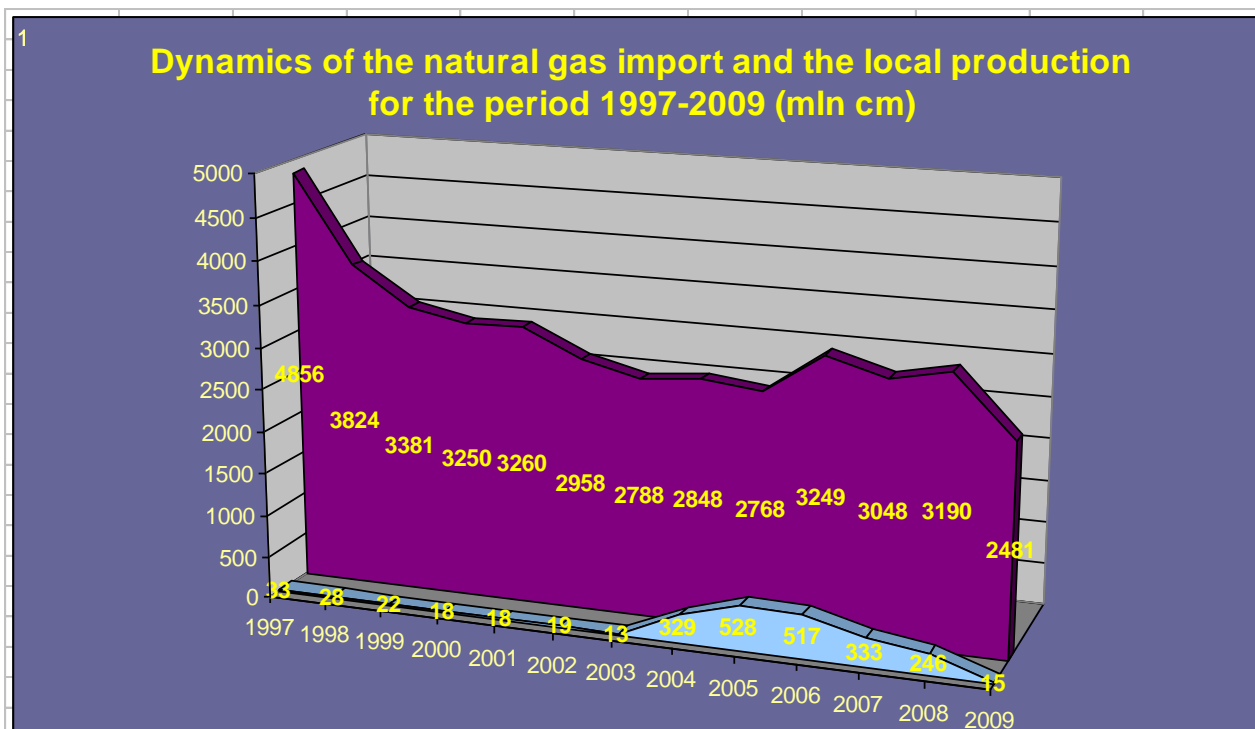
собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, към която мрежа са присъединени ГРД и около 386 пряко присъединени потребители. Газоснабдяването на територията на Р. България се осъществява по газопреносна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и по газоразпределителни мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества. На територията на страната е изграден и транзитен газопровод, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, който транзитира през съответни участъци природен газ до териториите на Гърция, Македония и Турция.

Местният добив на природен газ е минимален – с пазарен дял за 2009 г. в размер на 0.5%. Вносът се осъществява от единствен вносител – „Булгаргаз“ ЕАД, което е част от Български енергиен холдинг (БЕХ ЕАД). БЕХ ЕАД беше създадено през септември 2008 г. със 100% държавно участие, като обект на дейността му са генериране, производство, пренос, транзитен пренос, съхранение, управление, разпределение, продажба и/или покупка на природен газ, електроенергия, топлоенергия, въглища, както и всички видове енергия и суровини за производство на енергия. В БЕХ ЕАД са включени на-големите енергийни компании, между които „Булгартрансгаз“ ЕАД (функциониращо като комбиниран оператор и извършва дейности по съхранение, транзитен пренос и пренос на природен газ) и „Булгаргаз“ ЕАД, действащо като обществен доставчик на природен газ.

Търговията с природен газ на едро се осъществява чрез регулиран достъп на трети страни – производителки. Вносът на природен газ се извършва на базата на дългосрочни договори с РАО „Газпром“ за вътрешна консумация и за транзитен пренос през транзитните газопроводи. Доставка на природен газ за потребителите от Югозападна България през транзитния газопровод за Гърция и Македония се извършва на базата на договор с „Газекспорт“ ООО. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава и управлява преносните и транзитните газопроводи – високо налягане, както и подземното газово хранилище „Чирен“.

Приносът на *Регионалната газова инициатива* се изразява в предстоящото разработване на проекти като „Набуко“, свързващ Каспийския регион и Средния изток с Централна и Западна Европа, идеите за изграждане на междусистемни връзки с Румъния и Гърция и терминал за втечнен природен газ на Егейско море.

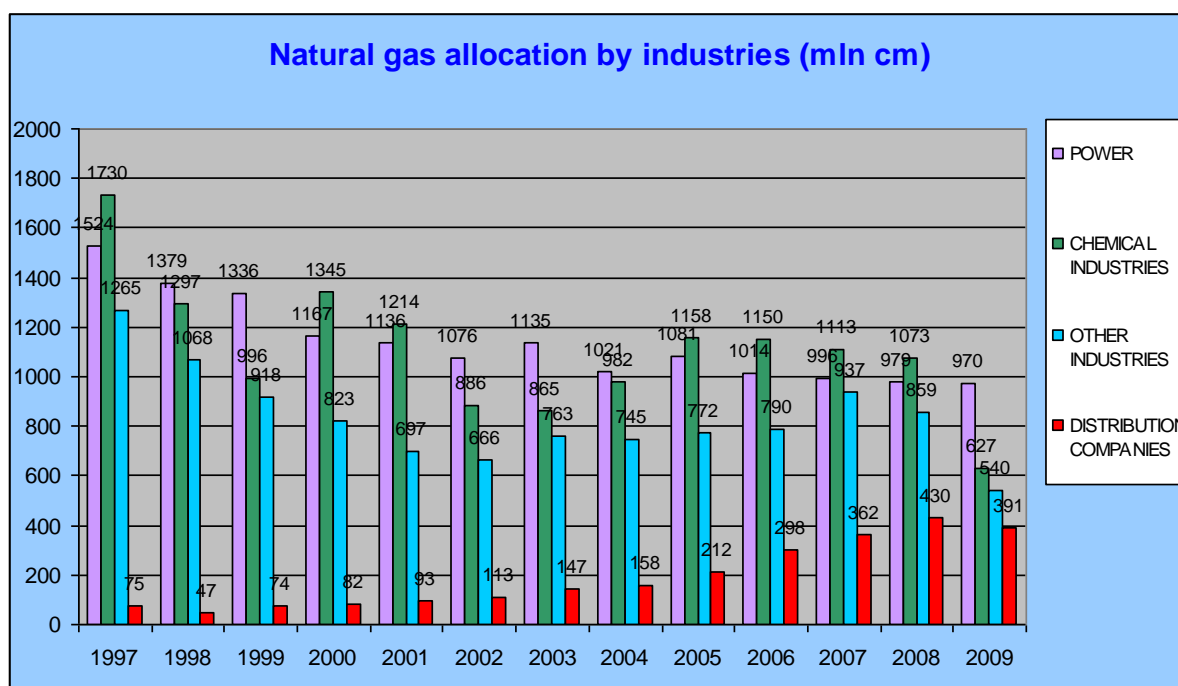
„Булгаргаз“ ЕАД е единствения обществен доставчик, който търгува на регулирани от ДКЕВР цени, с пазарен дял от 99,5% от общата консумация за 2009 г., а останалите 0,5% са от местен добив.



16,06% от консумацията на природен газ (вкл. количествата от местен добив) в страната се осъществява от 28 газоразпределителни компании, обслужващи 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 63 общини извън тези региони.

Общото потребление на природен газ от потребители на „Булгаргаз“ ЕАД е 2 530 млн.м<sup>3</sup>, като по отделни отрасли структурата на консумацията през 2009 г. е следната:

- Енергетика – 970 млн.м<sup>3</sup>, или 38,3%
- Химическа индустрия – 627 млн.м<sup>3</sup>, или 24,8%
- Други индустрии – 540 млн.м<sup>3</sup>, или 21,3%
- Разпределителни дружества – 391 млн.м<sup>3</sup>, или 15,5%



Максималният обем на активния природен газ за 2009 г. в единственото към момента използваемо подземно газово хранилище възлиза на 650 млн.м<sup>3</sup> (за шестмесечен период от време възможността за добив е 400 млн.м<sup>3</sup>), а обемът на буферния газ е 752 млн.м<sup>3</sup>. Количеството активен газ е около 26% от общата годишна консумация на страната. До този момент няма отхвърлени заявления за достъп до услугата по съхранение. Капацитети за съхранение са резервирани единствено от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, а в минали периоди и от големи промишлени потребители. Използват се два метода за разпределяне на наличните капацитети за съхранение, а именно „пръв заявил-пръв обслужен“ (first come-first served), както и пропорционален метод за разпределяне на заявките според количествата, като втория метод е в процес на изменение и допълнение като част от Правилата за търговия с природен газ. Търговия с капацитети за съхранение на вторичния пазар не се извършва.

#### 4.2.2 Описание на пазара на дребно

Българският газов пазар има национална рамка, а предвид членството на Р. България в *Регионалната газова инициатива* на ERGEG за регион Юг-Югоизток (Gas Regional Initiative – South-South East) и предстоящите за изграждане междусистемни връзки, ще се разпростре и извън националните граници.

В съответствие с настоящото законодателство и утвърдената практика при регулирането на лицензираните дружества са определени основни принципи и подходи за осъществяване на икономическо регулиране, които имат съществено значение и дават най-общите насоки за развитие на дружествата.

Петте газоразпределителни дружества с най-голям пазарен дял по отношение на продажби на крайни потребители са, както следва:

- „Овергаз Изток” АД – 18.99%
- „Овергаз Север” ЕАД – 15.80%
- „Софиягаз” ЕАД – 15.63%
- „Ситигаз България” АД – 8.25%
- „Овергаз Запад” АД – 7.52%

При газоразпределителните дружества дяловете на отделните групи потребители са следните:

- Промислени потребители – 5.90%, 3 383 потребители;
- Обществено-административни и търговски потребители – 2.97%, 1 703 потребители;
- Битови потребители – 91.12%, 52 218 потребители.

Въпреки че в изпълнение на европейските директиви за пълна либерализация на пазарите на електроенергия и газ, от 01.07.2007 г. всички потребители имат право да избират своя доставчик на природен газ, на практика все още няма процедури по смяна на крайния снабдител. Това се обяснява с факта, че на всяко газоразпределително дружество е утвърдена от ДКЕВР цена за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, собственост на дружествата. При смяна на крайния снабдител, потребителят трябва да заплати допълнително цената за пренос за всеки 1 000 м<sup>3</sup> пренесен природен газ на газоразпределително дружество, през чиято лицензионна територия преминава.

През 2009 г. ДКЕВР е утвърдила със свои решения цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на потребители на четиринадесет лицензирани дружества, съгласно новия метод на ценово регулиране – „горна граница на цени”. Цените на останалите лицензирани дружества са в процес на актуализация.

### Среднопреетеглени цени на природния газ за 2009 г. (без ДДС)

Дименсия	лв./1000 м <sup>3</sup>	лв./GJ	лв./KWh	евро/KWh	ct/KWh
Цена за 2009 при продажба от обществения доставчик	480,18	14,34	0,052	0,03	2,64
Промислени потребители	486,61	14,53	0,05	0,03	2,67
ОА и Т	670,59	20,02	0,07	0,04	3,69
Битови потребители	720,52	21,51	0,08	0,04	3,96

При проведените от ДКЕВР планови проверки е направен изводът, че компаниите полагат много усилия за подобряване качеството на услугите, които предлагат, както и за бързото решаване на жалбите на потребителите.

В ДКЕВР ежегодно се изисква информация за постъпили жалби в газоразпределителните дружества. Броят на жалбите, получени в газоразпределителните дружества е незначителен по брой – 0.9‰ (на всеки 1000 потребители).

Постъпилите жалби в Комисията към сектор „Газоснабдяване” са 54 броя или 2.5% от общия брой постъпили жалби. През годината са извършени 6 броя извънредни проверки на газоразпределителните дружества. За извършените проверки са съставени констативни протоколи и са дадени задължителни указания със срокове на изпълнение.

През 2009 г. в газоснабдителните дружества са изпълнени общо 18 броя проверки, от които 6 бр. извънпланови във връзка с жалби на потребители. Основните теми в жалбите са: цена; измерване на потребени количества природен газ; проблеми, свързани с присъединяване на нови потребители. В определени случаи се касае за неизпълнение на задълженията по условията на лицензиите или договорни условия.

Балансирането на пазара на природен газ се осъществява чрез наличния в системата газ, който се закупува на регулирани цени от Обществения доставчик. За компенсирание сезонната неравномерност в потреблението се използват възможностите на добиване и нагнетяване на природен газ в подземното газово хранилище Чирен, като газът е собственост на лица извън оператора и при спазване на условията по договорите.

Функционирането на балансиращия пазар на природен газ в Р България е в процес на разработване и синхронизиране с Европейския Регламент 1775/2005 относно условията за достъп, както и с разработените от ERGEG «Указания за добри практики за балансиране на природен газ» (ERGEG's Guidelines for Good Practices for Gas Balancing). В тази връзка, започна подготовката на проект на изменение и допълнение на Правилата за търговия с природен газ, включващо разработване на Методика за определяне на цената на природния газ на балансиращия пазар, както и Правила за снабдяване с природен газ от краен снабдител.

#### **4.2.3. Мерки за избягване на злоупотреба с влияние**

ДКЕВР е приела Правила за търговия с природен газ, които към момента са в процедура по изменение и хармонизиране в съответствие с най-добрите европейски практики. Администрирането на сделките с природен газ се извършва от оператора на газопреносната мрежа. Съгласно правилата добивните предприятия, търговците на природен газ и привилегированите потребители сключват договори за доставка на природен газ помежду си при свободно договорени цени. Правилата уреждат и начина на балансиране на пазара на природен газ като страни по сделките са добивни предприятия, търговци на природен газ, обществения доставчик, обществени снабдителни, крайни снабдителни и привилегировани потребители. От 01.07.2007 г. всички потребители на природен газ са привилегировани и имат право да купуват природен газ от доставчик по свой избор. Към настоящия момент е съставена работна група от експерти на ДКЕВР за промяна на правилата за търговия с природен газ съобразно Директива 2003/55 на ЕС. Също така работната група ще предложи на ДКЕВР проект на правила за снабдяване с природен газ от краен снабдител. Споменатите поднормативни актове ще дадат възможност за избягване на доминантно положение на пазара на природен газ.

Законът за енергетиката урежда задължението на преносното предприятие да присъединява към своята мрежа в определена от него точка разпределителните предприятия, добивните предприятия и предприятията за съхранение на природен газ. В ЗЕ е регламентирано и задължението на разпределителните предприятия да присъединяват и осигуряват снабдяването с природен газ на потребителите при условия на равнопоставеност, като се спазват техническите изисквания за надеждност и безопасност. Условията за присъединяване към преносната и разпределителните мрежи, общите условия на договорите, цените на природния газ и правилата за работа с потребителите се утвърждават от ДКЕВР и са обществено достояние, като се поставят на видно място в центровете за работа с клиенти на дружествата и на интернет страниците на газопреносното и газоразпределителните дружества.

За търговия с природен газ ЗЕ не изисква издаване на лицензия като по този начин е дадена пълна свобода на търговците. Пазарът за търговия с природен газ е 100 % свободен.

ДКЕВР извършва постоянен мониторинг на пазара с оглед осигуряване на недискриминационност между всички участници на пазара, както и между участниците от една и съща категория и допринасяне за ефективната конкуренция и правилното функциониране на пазара. В тази връзка ДКЕВР при осъществяване на контролните си правомощия извършва планови проверки на енергийните дружества, както и извънредни проверки по постъпили жалби и сигнали.

С оглед изпълнението на регулаторните си правомощия ДКЕВР е в тясно сътрудничество с Комисията за защита на потребителите, както и с редица други неправителствени организации за защита на потребителите.

## **5. Сигурност на доставките**

### **5.1. Електроенергия**

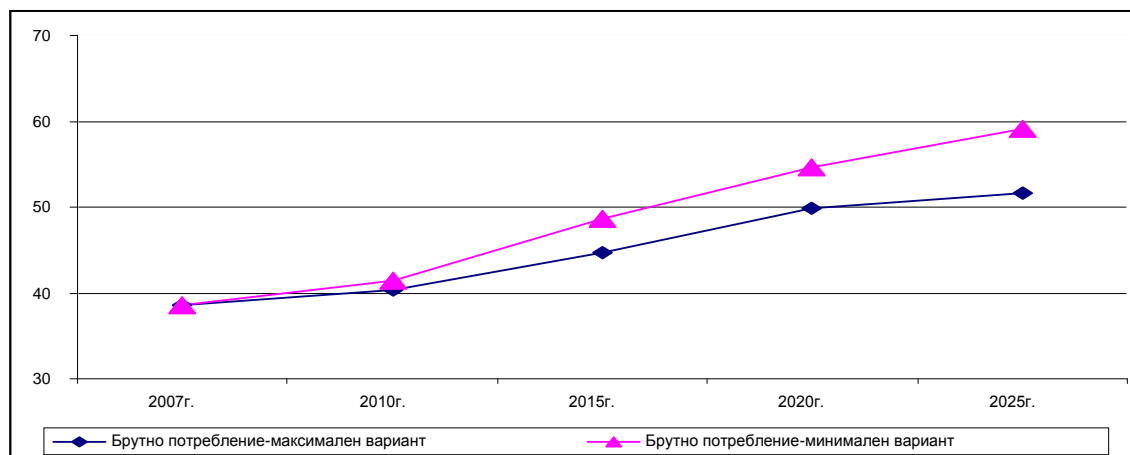
Общата инсталирана мощност в страната възлиза на 11 282 MW. Максималната нетна производствена мощност е в размер на 9035MW, а върховият товар през януари 2009 г. е достигнал 7270 MW.

Традиционно страната продължава да е нетен износител на електрическа енергия в региона, като през 2009 г. делът на продадената електрическа енергия на регионалния пазар възлиза на над 13% от общото нетно производство в страната.

Прогнозата за предстоящото развитие на електроенергийните мощности цели по – нататъшното гарантиране на сигурността на системата и снабдяването с електрическа енергия на страната, включително в регионален аспект и се основава на проект на електроенергийната стратегия на страната.

Графиката по – долу представя прогнозното брутно потребление в страната – „максимален вариант” и „минимален вариант” – за следващите 10 – 15 години. Вариантите отчитат възможно прогнозно намаление на електроенергийния интензитет на потреблението в страната с около 10%.

## Прогноза за брутното потребление на електрическа енергия в страната, TWh



Изгражданите понастоящем и планирани за въвеждане в експлоатация през следващите 10 – 15 години нови електроенергийни мощности са главно на основата на първични енергийни източници ядрена енергия, вятърна и водна енергия и отчасти на местни въглища.

В процес на подготвителни строителни работи на площадката е изграждането на нова ядрена централа в страната АЕЦ „Белене”, два блока с обща инсталирана мощност 2000 MW, при планиран срок за въвеждане в експлоатация на мощностите 2016г. – 2918 г.

Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2009 г. възлиза на 302 MW (има 2,7 пъти увеличение спрямо 2008 г.), при прогнозно нарастване до 2015 г. – 1350 MW.

В процес на завършване на изграждането и въвеждане в експлоатация през 2009 г. – 2010 г. е нова мощност на местни въглища „AES – 3C Maritza East I” ЕООД, два блока с обща инсталирана мощност 670 MW.

В напреднала фаза на изграждане е водноелектрическата централа ВЕЦ „Цанков камък” с инсталирана мощност 80 MW при планиран срок за въвеждане в експлоатация 2010 г. Изграждането на централата е пилотен проект по Протокола от Киото на основата на Меморандум за разбирателство между Р. България и Р. Австрия. Въвеждането в експлоатация цели намаляването на газовите емисии на CO<sub>2</sub>, серни окиси и прах, при което редуцираните емисии на CO<sub>2</sub> ще се продават на Република Австрия.

През 2009 г. продължи изпълнението на мащабна рехабилитация на електропреносната система на страната с модернизация на управлението на преноса и трансформацията. Модернизацията се реализира със заемни кредити от ЕБВР и ЕИБ и собствени средства на преносната компания „НЕК” ЕАД. Началото на търговската експлоатация предстои през 2010 г. – 2011 г.

Максимална нетна производствена мощност през 2009 г. е достигнала 9035 MW при достигнато върхово натоварване на електроенергийната система през зимата – 7270 MW.

Структурата и развитието на преносната система на Р. България е в добро съответствие с текущите и прогнозни нужди на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия и отговаря на изискванията и критериите за адекватност и сигурност на системата.

При нетно електропроизводство за страната през 2009 г. 37,4 TWh горивният микс по първични енергийни източници е, както следва:

2008 г.	Мярка	Нетно производство	Дял (%)
2008 г.	Мярка	Нетно производство	Дял (%)
<b>АЕЦ</b>	TWh	14,2	38,00
<b>ТЕЦ</b>	TWh	16,77	44,8
<b>ВЕИ</b>	TWh	2,73	7,3
<b>Когенерации</b>	TWh	3,7	9,9
<b>Общо</b>	TWh	37,4	100

В страната през 2009 г. са въведени около 330 MW нови енергийни мощности от възобновяеми енергийни източници, главно ветрогенератори.

През 2009 г. са въведени в експлоатация 7 MW нови мощности за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. За годишния период е продадена 3,7 TWh електрическа и 10 TWh полезна топлинна енергия от комбинирано производство.

За изграждането на нови мощности с инсталирана мощност над 5 MW регулаторът разглежда проектите и издава съответна лицензия за изграждане и експлоатация на новата мощност в изпълнение на постановките на Закона за енергетиката и „Наредба за лицензиране на дейностите в енергетиката”.

Съгласно Закона за енергетиката ЕСО изготвя краткосрочни и дългосрочни прогнози и планове за развитие на електроенергийната система с цел осигуряване на електроенергийния баланс на страната. Въз основа на прогнозите и плановете ЕСО предоставя на министъра на икономиката и енергетиката проект на електроенергиен баланс и списък на необходимите за страната източници, включително необходими нови производствени мощности и междусистемни електропроводи. Изготвя краткосрочни, средносрочни и дългосрочни прогнози и планове за разширение и модернизация на преносната мрежа и развитие на спомагателните мрежи.

ЕСО изготвя и краткосрочни, средносрочни и дългосрочни прогнози и планове за разширение и модернизация на преносната мрежа и развитие на спомагателните мрежи.

ЕСО разработва нова схема и механизми за оптимизиране на разпределението на приходите си в три основни области:

- осигуряване на необходимия преносен капацитет;
- инвестиции в преносната мрежа;
- редуциране на тарифите за пренос.

Завършено е строителство на нови четири нови подстанции и са извършени рехабилитации и реконструкции на подстанции и електропроводи на преносната система, като целта е да се осигури необходимата сигурност на системата и по-високо качество на предоставяните услуги.

От 2008 г. е започнато проучване за изграждане на нова електропреносна междусистемна връзка между енергийния комплекс «Марица Изток», Р. България, и Неа Санта, Гърция.

## 5. 2. Природен газ

Настоящото ниво на потребление на природен газ в страната е 2.536 млрд.м<sup>3</sup> за 2009 г., като се очаква през 2011 г. консумацията да достигне 3.2 млрд.м<sup>3</sup>, а прогнозата за 2018 г. е 4.0 млрд.м<sup>3</sup>.

Настоящото ниво на внесения в страната природен газ от външни доставчици през 2009 г. е 2.48 млрд.м<sup>3</sup>. Количествена прогноза за бъдещи доставки не може да бъде представена.

ДКЕВР е приела Показатели за качеството на газоснабдяването, които определят главните изисквания и правила за осигуряване на сигурност на доставките:

- Показатели и норми за качеството на природния газ;
- Непрекъснатост на снабдяването с природен газ;
- Качество на търговските услуги.

Лицензиантът „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството си на системен оператор, е длъжен непрекъснато да отчита и анализира всички прекъсвания (планирани и непредвидени) в подаването на природен газ.

Ежегодно, лицензиантът подготвя и изпраща свой доклад до ДКЕВР, който включва подробна информация за всички прекъсвания на снабдяването на потребителите.

Планирани прекъсвания, продължаващи по-дълго от срока, обявен от Лицензианта като нужна продължителност на интервенция и/или по-дълго от оповестената продължителност, ще се считат за непредвидени прекъсвания.

Лицензиантът може да прекъсва снабдяването с природен газ съобразно изискванията на Наредбата за ограничителния режим, временното прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с природен газ по ЗЕ в следните случаи:

въвеждане на ограничителен режим за срок по-голям от 48 часа.

временно прекъсване или ограничаване поради планирани ремонти, въвеждане на нови съоръжения, оперативни превключвания или присъединявания, следаварийни ремонти.

Показатели за непрекъснатост на снабдяването на потребителите:

- Средна честота на прекъсванията - SAIFI = Общ брой прекъсвания / Общ брой присъединени потребители

- Средна продължителност на прекъсванията - SAIDI = Сумарна продължителност на прекъсванията / Общ брой присъединени потребители

-Средна честота на прекъсванията на потребител - SAIFI = Общ брой прекъсвания / Общ брой на прекъснатите потребители

-Средна продължителност на едно прекъсване - SAIDI = Сумарна продължителност на прекъсванията / Общ брой прекъсвания или

**SAIDI 1 = Сумарна продължителност на прекъсванията / Общ брой на прекъснатите потребители**

Вторият показател представлява средното време за възстановяване на захранването на даден прекъсван потребител за разглеждан период от време.

Друг важен инструмент, свързан пряко със сигурността на доставките е, качеството на търговските услуги и работата с жалби на потребители.

Показатели за изпълнение на качеството на търговските услуги

	<b>Наименование на показателя за изпълнение</b>	<b>Измерител за показателя</b>	<b>Първоначална стойност</b>	<b>Целева стойност</b>
<b>1</b>	Писмен отговор на писмени жалби и запитвания от потребители	Среден брой дни за отговор на жалби и запитвания, постъпили от потребители	30 дни	10 дни
<b>2</b>	Времетраене на прекъсванията на снабдяването	Средно време/годишно/, през което всеки един потребител е бил изключен поради авария в газоразпределителната мрежа	минути/ потребител	<1
<b>3</b>	Молби за присъединяване на нов потребител	Средно време за отговор на подадени молби, постъпили за една година	20 дни	10 дни
<b>4</b>	Присъединяване на нов потребител	Средно време за присъединяване	60 дни	30
<b>5</b>	Проверка на сметки по жалби на потребители	Среден брой дни за реагиране и намиране на решение, което удовлетворява потребителя	дни/потребител	7
<b>6</b>	Коригиране на грешки при отчитане на разходомери	Среден брой дни за реагиране и намиране на решение, което удовлетворява потребителя	дни	7
<b>7</b>	Проверка на средствата за търговско измерване по искане на потребители	Среден брой дни за реагиране и намиране на решение, което удовлетворява потребителя	дни	15

8	Ниво на налягането	Средно време извън стандартния диапазон на налягане	време извън стандартния диапазон на налягане	-
9	Влажност на природния газ	Средно време над определеното ниво на влажност	време над определеното ниво	0
10	Мирис на природния газ (одориране)	Средно време за отклонение в одорирането	време под определеното ниво на одориране	проверка на всеки 14 дни

Сумарното количество природен газ, доставен за 2009 г. е 2.536 млрд.м<sup>3</sup>, от които от внос 2.48 млрд.м<sup>3</sup>. Природният газ на входа на газопреносната мрежа се доставя от три външни доставчика (Овергаз Инк., Винтерсхал и Газекспорт) и един вътрешен (Петреко САРЛ). Количеството природен газ от местен добив е 0.015 млрд.м<sup>3</sup>.

Във връзка с необходимостта от диверсификация на доставките, и извлечените иводи от газовата криза в началото на 2009 г., се разработват проекти като „Набуко“, свързващ Каспийския регион и Средния изток с Централна и Западна Европа, „Южен поток“, и стартира изграждане на междусистемни връзки на преносните мрежи с Румъния и Гърция. Осъзната е и необходимостта и от изграждане на терминал за втечен природен газ на Егейско море.

Мерки за действие при извънредни ситуации:

- Булгартрансгаз” ЕАД работи над проекти на меморандуми за сътрудничество с „Укртрансгаз” – Украйна и „Трансгаз” – Румъния;
- Дружеството има подписани споразумения с DESFA – Гърция и BOTAS – Турция за осъществяване на реверсивен пренос на природен газ в случай на прекъсване на доставките през Украйна;
- „Булгартрансгаз” ЕАД на базата на опита от газовата криза през януари 2009г. има оптимизиран план за въвеждане на ограничителен режим на потребителите в случай на ново прекъсване на доставките на природен газ;
- Предстои да бъде увеличен капацитетът при добив от ПГХ Чирен;
- На база на опита от газовата криза е увеличен наборът от възможните превключвания по газопреносната система съответно нейната гъвкавост;
- Постигнато е по-тясно сътрудничество с операторите на газопреносните системи на съседните страни.

Предстоящите инвестиции в производствен капацитет и капацитет за внос за следващите три години са, както следва:

- изграждане на междусистемна връзка с газотранспортната система на Р. Румъния с капацитет до 1.5 млрд.нм<sup>3</sup>/ год.
- изграждане на междусистемна връзка с газотранспортната система на Р.Гърция с капацитет до 1.0 млрд.нм<sup>3</sup>/ год.

Максималният обем на активния природен газ в единственото към момента използваемо подземно газово хранилище възлиза на 650 млн.м<sup>3</sup> (за шестмесечен период от време възможността за добив е 400 млн.м<sup>3</sup>), а обемът на буферния газ е 752 млн.м<sup>3</sup>. Количеството активен газ е около 26% от общата годишна консумация на страната.

Вносът на природен газ в страната се осъществява на база дългосрочен договор, сключен между „Булгаргаз” ЕАД и РАО „Газпром”, валиден до 2012 г.

Въпросът със сигурността на доставките намира отражение в Закона за енергетиката. Законът за енергетиката предвижда министърът на икономиката и енергетиката да извършва наблюдение върху сигурността на снабдяването и да публикува предвидените и предприетите мерки и резултатите от наблюдението в бюлетина за състоянието и развитието на енергетиката, който се издава ежегодно, както и на страницата на Министерството на икономиката и енергетиката в Интернет.

Законът изрично е дефинирал понятието „наблюдение върху сигурността на снабдяването” в съответствие с дефиницията на Директива 2003/55/ЕО. Съгласно Допълнителните разпоредби „Наблюдение върху сигурността на снабдяването” е балансът между търсенето и предлагането на електрическа енергия и природен газ на националния пазар, нивото на очакваното бъдещо потребление и предвижданите допълнителни капацитети, които са в процес на планиране или изграждане, и качеството и нивото на поддържане на мрежите, както и мерки за покриване на върхово потребление и преодоляване на дефицита на един или повече доставчици, снабдителни или търговци.

Законът предвижда централизираното оперативно управление, координиране и контрол на режима на работа на газопреносната мрежа да се осъществяват от оператора на преносната мрежа, а оперативното управление на всяка разпределителна мрежа да се осъществява от оператор на разпределителната мрежа. Разпорежданията на оператора на газопреносната мрежа са задължителни за операторите на газоразпределителните мрежи, потребителите, добивните предприятия и операторите на газохранилища, присъединени към преносната мрежа и за другите дружества.

Операторът на газопреносната мрежа е специализирано звено в структурата на преносното предприятие. Операторите на разпределителните мрежи са специализирани звена в структурата на разпределителните предприятия.

В национални условия изискването на директивата за независимост на операторите е спазено, като мрежовият преносен газов оператор „Булгартрансгаз” ЕАД е независимо юридическо лице в рамките на вертикално интегрираното предприятие „Булгаргаз-холдинг” ЕАД. На ниво газоразпределение българската страна се възползва от настоящата правна възможност от Директива 2003/55/ЕО за изключение от изискването за юридическо разделяне по отношение на предприятия с по-малко от 100 000 потребители.

Стратегически газови проекти за гарантиране сигурността и непрекъсваемостта на газовите доставки за България, региона на ЮИЕ и ЕС са представени в списъка на проекти, които ще бъде в центъра на вниманието на българската страна:

На национално ниво:

Разширение на газопреносната мрежа на територията на страната, разширение на съществуващото и изграждане на нови газохранилища;

Ускорено развитие на газоразпределителните мрежи и битовата газификация на територията на страната.

На двустранно и многостранно ниво:

- Реализация на обявения за най-приоритетен газов проект на ЕС - газопровода „Набуко” за пренос на природен газ от Каспийския регион, Близкия изток и Северна Африка към региона на ЮИЕ и ЕС.

- Изграждане на стратегически проект на газопровод „Южен поток” - от Русия през Черно море до българското крайбрежие, като от България се разглеждат две трасета – „южно” и „северно”, съответно до Италия и Австрия;

- Изграждане на газова междусистемна връзка, свързваща България с газопровода Турция-Гърция;

- Проект за изграждане на българското Черноморско крайбрежие или на гръцкото Егейско крайбрежие, в зависимост от резултатите на предпроектното проучване, на регионален (за ЮИЕ) регазификационен терминал за втечен природен газ (ВПГ);

- Изграждане на газопровод от България за Сърбия Дупница - Димитровград – Ниш или София - Димитровград - Ниш, за доставки на природен газ за Сърбия, както и за други държави от Западните Балкани;

- Проект на т. нар. Транс-Адриатически газопровод от България през Р. Македония и Албания по дъното на Адриатическо море до Италия. Този проект е част от развитието на енергийната инфраструктура на Европейски коридор № 8;

- Проект за изграждане на междусистемна връзка между румънската и българската газопрепосни системи с цел осигуряване на сигурността и диверсификацията на доставките.

## **6. Въпроси, свързани с обслужването на обществото**

### **6.1. Електроенергия**

Съгласно Закона за енергетика и другите нормативни актове, енергийните предприятия са длъжни да извършват дейността си в интерес на обществото и на отделните потребители, като обезпечават сигурността на снабдяването, непрекъснатостта и качеството на електрическата енергия, ефективното използване на горивата и енергията, опазването на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите. Министърът на икономиката и енергетиката може да налага на енергийните предприятия допълнителни задължения за обслужване на обществото, когато са свързани със непрекъснатост на доставките на електрическа енергия и природен газ и опазване на околната среда. Допълнителните задължения се налагат със заповед, а извършените допълнителни разходи от предприятията се признават след тяхното доказване.

Съгласно нормативните актове начинът за компенсиране на разходите на енергийни предприятия, произтичащи от наложени задължения към обществото, и механизмът, по който тези разходи се установяват по размер и се възстановяват на предприятията, се определят в методика утвърдена от ДКЕВР. Такива разходи произтичат във връзка с установените национални индикативни цели за насърчване на произвежданата от възобновяеми енергийни източници електрическа енергия и от задължението на ДКЕВР за определяне на преференциални цени за продажба на електрическата енергия, произведена от възобновяеми или алтернативни енергийни източници. През 2009 г. ДКЕВР изготви и прие със свое протоколно решение № 78 от 22.06.2009 г. „Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им задължения към обществото за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници”. Методиката е разработена с цел формулиране на стандартни и прозрачни правила при компенсиране на разходите, осигуряване на балансирано изменение на цените на крайните потребители, като се отчитат задълженията на обществения доставчик и на крайните снабдители, при осигуряване на справедливо

прехвърляне на разходите от изкупуването на електрическа енергия по преференциални цени върху всички потребители.

С методиката се определят обхвата, реда за установяване и признаване на разходите на енергийните предприятия, произтичащи от наложените им задължения към обществото, определяне на добавка „зелена енергия” и начините за включването ѝ към цената за пренос през електропреносната мрежа.

Определяната с решение на ДКЕВР цена на добавката за зелена енергия се заплаща от всички потребители присъединени към електропреносната мрежа на база консумираното количество електрическа енергия, включително и от търговците на електрическа енергия за количествата електрическа енергия предназначени за свободния пазар.

Мерките за социална защита, свързани с подпомагането на социално-слабите лица и семейства са приоритет на Министерството на труда и социалната политика с активното участие на Министерството на икономиката и енергетиката и туризма.

В Р.България на основание „Наредба № РД-07-5 от 16.05.2008 г. за условията и реда за отпускане на целева помощ за отопление”, издадена от министъра на труда и социалната политика, се определят целеви помощи за отопление независимо от вида на използваната енергия за отопление.

Право на целева помощ за отопление имат лицата и семействата, чийто средномесечен доход за предходните 6 месеца преди месеца на подаване на молбата-декларация е по-нисък или равен от диференциран **минимален** доход за отопление и отговарят на условията от Правилника за прилагане на Закона за социално подпомагане (ППЗСП).

Основа за определяне на диференцирания минимален доход за отопление е гарантираният минимален доход (ГМД), чийто месечен размер се определя с акт на Министерския съвет. Месечният размер на целевата помощ за отопление се определя на база левовата равностойност на 350 квтч електроенергия, от които 250 квтч дневна и 100 квтч нощна електроенергия, по осреднена крайна продажна цена на електроенергията за битов потребител в началото на отоплителния сезон.

Съгласно Директива 2003/54/ ЕО на Европейския парламент и съвета европейските потребители на електрическа енергия (битови потребители и малки предприятия) имат правото да се ползват от всеобщо обслужване, което представлява правото на получаване на електроенергия с определено качество в рамките на тяхната територия при разумни, лесно и ясно съпоставими и прозрачни цени. Това означава, че потребителите могат да упражнят универсалното право да бъдат свързани към електрически мрежи и да получат снабдяване с електрическа енергия на разумни и недискриминационни тарифи и цени с възможност за адаптирането им в резултат на съответните механизми за индексирание.

С оглед засилване защитата на потребителите Директивата препоръчва въвеждането на предохранителни мерки за да се забрани изключването или прекъсването на мрежата и създаването на доставчик от последна инстанция в националните законодателства на държавите – членки.

*Доставчикът от последна инстанция* може да бъде организиран от представители на сектора, определен чрез закон, административно решение или тръжна процедура. Целта на този механизъм е да се осигури приемственост на снабдяването с електрическа енергия, а съответните компетентни органи на национално ниво да могат да осъществяват наблюдение на достъпа до електроенергия, като резултатите от наблюдението да бъдат представяни на обществеността.

Към настоящия момент механизмът на обществения доставчик от последна инстанция все още не е въведен и разграничен ясно от другите субекти в сектор

„Електроенергетика”. Неговото създаване и функциониране се предвижда с предстоящото изменение на Закона за енергетиката, като основаната идея е доставчикът от последна инстанция да продава електрическа енергията по цени, регулирани от ДКЕВР, но пазарно определени, за разлика от сегашното ценообразуване, при което тарифите се определят според разходите. Доставчикът от последна инстанция ще купува енергия от пазара, като прехвърля всички разходи и загуби на крайните потребители, поради което регулаторната комисия ще има правото да определя максимална цена на компанията/дружеството. Прехвърлянето на разходите към крайния потребител би следвало да стимулира клиентите да търсят конкурентен доставчик.

При транспонирането и прилагането на тези разпоредби от Директива 2003/54/ЕО за доставчик от последна инстанция могат да бъдат определени електроразпределителните дружества, както и обществения доставчик „НЕК” ЕАД.

Съгласно „Общите условия на договорите за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи” електроразпределителните дружества имат право да прекъснат или ограничат снабдяването с електрическа енергия на потребител по искане на крайния снабдител, в случай на забава на плащането или неплащане на дължимите суми за електрическа енергия и за разпределение.

В Общите условия не е предвидена разпоредба, която да дава възможност за ограничаване на прекъсването на захранването с електрическа енергия през зимния период.

От 2008 г. дружествата са ограничили прекъсването на електрическа енергия на некоректните потребители до минимум. Практиката в такива случаи е дружествата да изпратят до потребителя напомнително писмо, с което повторно го уведомяват за дължимите суми за консумирана електрическа енергия и срока за плащане, въпреки, че това вече е било посочено в съобщението.

В допълнение, трябва да се докладва за текущото поддържане на ценово регулиране за крайни потребители, обхващащи следните въпроси по отношение на електроенергията и природния газ:

- Комисията регулира цените, по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови потребители и предприятия с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 10 млн. евро.

- В съответствие с изискванията на „Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия” (Наредбата) при утвърждаване на цените на производителите на електрическа енергия, на обществения доставчик „НЕК” ЕАД и тарифите за пренос и достъп на „ЕСО” ЕАД комисията прилага метода на регулиране “норма на възвръщаемост на капитала“. В съответствие с изискванията на Наредбата при утвърждаване на цените за разпределение на електроразпределителните дружества и на крайните снабдители с електрическа енергия комисията прилага метода на регулиране “горна граница на приходи“.

Съгласно Наредбата комисията утвърждава цени въз основа на утвърдени необходими приходи, включващи прогнозни икономически обосновани разходи и възвръщаемост, както и прогнозни количества, за съответен регулаторен период и наблюдава текущо фактическите стойности на необходимите приходи на енергийните предприятия и техните компоненти, като при констатиране на съществени отклонения между одобрените и действителните разходи и/или възвръщаемост, по своя инициатива извършва следващ регулаторен преглед, респективно утвърждава нови цени. В изпълнение на тези си правомощия, ДКЕВР е извършила текущо наблюдение на отчетните финансови резултати за 2009 г. на производителите на електрическа енергия,

на преносното предприятие „НЕК“ ЕАД и на електроенергийния системен оператор „ЕСО“ ЕАД.

Въз основа на извършеното текущо наблюдение за 2009 г., комисията е констатирала, че по отношение на посочените енергийни предприятия са налице съществени отклонения между одобрените от комисията разходи за регулаторния период и действително направените такива. В тази връзка на основание Наредбата, с протоколно решение комисията е постановила извършването на нов регулаторен преглед. Комисията е изисквала от производителите на електрическа енергия, от „НЕК“ ЕАД и „ЕСО“ ЕАД да подадат заявления за утвърждаване на цени и тарифи за производство и пренос на електрическа енергия.

С решение от 2005 г. комисията е определила първия регулаторен период за електроразпределителните дружества и на крайните снабдители с електрическа енергия да е с продължителност от три години. По силата на изменение и допълнение на Наредбата този период изтече на 30.06.2008 г. В тази връзка комисията е извършила съответния регулаторен преглед на дружествата на основание Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия. В процеса на регулаторния преглед е установено общото финансово състояние на регулираните дружества по пренос и доставка на електрическа енергия, както и отклоненията на отчетените стойности на ценообразуващите елементи спрямо утвърдените в действащите цени, и изпълнението на инвестиционните програми.

Резултатите от извършения регулаторен преглед са отразени по дружества в приет от комисията доклад, който е публикуван на страницата на комисията в Интернет. След открито заседание за обсъждане на заявленията е проведено и закрито заседание на което е приет проект на решение и е насрочено провеждане на обществено обсъждане.

След проведеното обсъждане в законоустановения срок са постъпили възражения от съответните енергийни дружества, които са анализирани. Окончателното решение за утвърждаване на цените и мрежовите тарифи за съответния регулаторен период е прието след подробен анализ на постъпилата информация.

При изпълнение на регулаторните си правомощия регулаторът се ръководи от следните общи принципи: предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, създаване на стимули за развитието на конкурентен пазар за дейностите в енергетиката и не на последно място осигуряване на равнопоставеност и прозрачност в процедурите, регламентиращи механизмите за наблюдение на пазара на електрическа енергия и природен газ.

## **6.2. Природен газ**

Предприятия, работещи в газовия сектор са длъжни да извършват дейността си в интерес на обществото и на отделните потребители, като обезпечават сигурността на снабдяването, непрекъснатостта и качеството на природния газ, ефективното използване на горивата и енергията, опазването на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите.

Законът за енергетиката предвижда крайният снабдител да продава природен газ при публично известни общи условия, които съдържат задължително:

- условията за качество на снабдяването;
- информация, която се предоставя от снабдителя;
- срок на договора;
- отговорността на енергийното предприятие за неизпълнение на общите условия.

Потребителите на крайния снабдител сключват договор с разпределителното предприятие за преноса по разпределителни мрежи на консумирания от тях природен газ при публично известни общи условия. Общите условия съдържат задължително:

- условията за качество на снабдяването;
- условията за прекратяване или прекъсване на снабдяването;
- отговорността на енергийното предприятие при нерегламентирано прекъсване и некачествено снабдяване.

Общите условия на договорите се публикуват задължително в един централен и един мастен всекидневник.

ДКЕВР разглежда жалби, съгласно ЗЕ на потребители срещу лицензианти или на лицензианти срещу лицензианти, свързани с изпълнението на лицензионната дейност. Редът за подаване на жалбите, тяхното разглеждане и процедурата за доброволно уреждане на спорове се регламентират в Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката. Жалбите се разглеждат по действащите Вътрешни правила за работа с потребителите по подадени в комисията жалби и сигнали и за доброволно уреждане на спорове свързани с:

- правото на потребителя да бъде присъединен, за да се снабди с природен газ;
- правото на лицензианта да прекъсне присъединяването и доставката на потребителя на природен газ;
- условията на снабдяване и нормите на качество, предлагани от лицензианта на потребителите.

Положителен момент, способстващ за повишаване качеството и ефективността при разрешаване на спорове е въвеждането на извънсъдебни институции за доброволно решаване на спорове, която дава възможност за избягване на скъпо струващото съдебно производство и по-бързо решаване на възникващите проблеми.