



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

# **Годишен доклад за Европейската комисия**

**юли 2012 г.**

## Съдържание

<b>1 ПРЕДИСЛОВИЕ</b> .....	<b>3</b>
<b>2 ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ГАЗ И ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ</b> .....	<b>4</b>
<b>3 ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН ПАЗАР</b> .....	<b>16</b>
3.1 Регулиране на мрежите .....	16
3.1.1 Отделяне .....	16
3.1.2 Техническа експлоатация .....	17
3.1.3 Мрежови тарифи за присъединяване и достъп .....	23
3.1.4 Трансгранични въпроси .....	24
3.1.5 Съответствие .....	29
3.1.6 Уреждане на спорове .....	30
3.2 Подпомагане на конкуренцията .....	31
3.2.1 Пазари на едро .....	31
3.2.2 Пазари на дребно .....	37
3.3 Защита на потребителите .....	39
3.4 Сигурност на доставките (ако и доколкото е в компетенцията на НРО) .....	40
<b>4 ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b> .....	<b>41</b>
4.1 Регулиране на мрежите .....	41
4.1.1 Отделяне .....	41
4.1.2 Техническа експлоатация .....	42
4.1.3 Мрежови тарифи за присъединяване и достъп .....	44
4.1.4 Трансгранични въпроси .....	47
4.1.5 Съответствие .....	48
4.1.6 Уреждане на спорове .....	49
4.2 Подпомагане на конкуренцията .....	50
4.2.1 Пазари на едро .....	50
4.2.2 Пазари на дребно .....	55
4.2.3 Препоръки за цените на доставките .....	58
4.2.4 Провеждане на проучвания и въвеждане на мерки за подпомагането на ефективната конкуренция .....	57
4.3 Защита на потребителите .....	58
4.4 Сигурност на доставките (Член 5)(ако и доколкото е в компетенцията на НРО) .....	59
4.4.1 Мониторинг върху баланса между доставка и потребление .....	59
4.4.2 Очаквано бъдещо търсене и налични доставки, както и предвидени допълнителни мощности .....	60
4.4.3 Мерки за покриване на върховото търсене или недостиг на доставчици .....	61


## **1. Предисловие**

Това е национален доклад на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и Европейската комисия за състоянието на българската електроенергетика и снабдяването с природен газ през 2011 г., в съответствие с изискванията на директивата за вътрешния пазар на електроенергия (2009/72/ЕО) и директивата за вътрешния пазар на природен газ (2009/73/ЕО).

Наред с това, че е първият национален доклад след влизането в сила на посочените по-горе директиви, той продължава поредицата годишни доклади, публикувани от 2008 г. насам. Те съдържат описание на правомощията и задачите на регулаторния орган, преглед на регулирането и прилагането на националното законодателство в изпълнение на действащите европейски директиви в секторите на електроенергетиката и природния газ, както и актуализация на сигурността на доставките по отношение на природен газ и електричество.

През годината с активното участие на ДКЕВР бяха разработвани проектите на нов Закон за енергията от възобновяеми източници и на Закон за изменение и допълнение на закона за енергетиката, в които са транспонирани принципите и разпоредбите на новото европейско законодателство от третия енергиен пакет.

Новите Правила за търговия с електрическа енергия, в сила от август 2010 г., бяха постепенно въведени през 2011 г. при паралелно тестване на организацията и работата на пазара. Протеклият тестови период на правилата за търговия показва необходимостта от някои целесъобразни изменения и усъвършенствания в тях.

  
**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 2009/72/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 – 2011 г. е в размер на 44,11 TWh, което е увеличение на нетното производство с над 6,11 % спрямо 2010 г. Последното в значителна степен се дължи и на увеличеното производство на повечина електроенергия от ВЕЦ през сравнително влажната за страната 2011 г. При продажби на свободния пазар 15,66 TWh – на вътрешния и на регионалния пазари, дялът на отваряне на пазара на електрическа енергия за страната през 2011 г. възлиза на 38,8 %.

През 2011 г. 17 % от вътрешното потребление в страната се търгува на пазара на едро по свободно договорени цени, като през 2010 г. този дял е възлизал на около 18 %. При годишно крайно потребление на електрическа енергия в страната 28,52 TWh през 2011 г., дялът на търгуваното количество на вътрешния пазар е в размер на 5,0 TWh.

За 2011 г. регулаторът е лицензирал 15 нови дружества за дейността „търговия с електрическа енергия”, с което общият брой на лицензираните търговци е 98, или увеличение на броя им с 8,6 % спрямо 2010 г.

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

Дейността и организацията на пазара в страната и със съседните страни през 2011 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 („ЕКО” ЕАД) и съседните му контролни зони за 2011 г.”. Правилата са съгласувани и одобрени от националния регулатор Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) на Р. България.

През 2011 г. „Електроенергийният системен оператор” ЕАД на Р. България и системният оператор на Румъния CN TRANSELECTRICA SA Румъния работят по нови общи тръжни правила за разделяне на пропускателната способност (капацитет) и предоставяне на преносна способност по междусистемното сечение на България и Румъния между контролните зони на Електроенергийния системен оператор („ЕКО” ЕАД) и CN TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA)”. Тръжните правила са съгласувани с Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) на Р. България. „Тръжните правила за разпределяне и предоставяне на преносни способности по междусистемното сечение в контролните зони на „ЕКО” ЕАД и CN TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA) за 2011 г.” (Общи тръжни правила). допълват съгласуваните Общи тръжни правила с процедура за разпределение на преносните способности в рамките на деня, чрез Тръжна кантора.

През 2010 г. с протоколно решение № 159/29.11.2010 г. по т. 9 ДКЕВР съгласува също „Общи тръжни правила за разпределяне на преносна способност по междусистемното сечение между контролните зони на „Електроенергийния системен оператор” ЕАД (ЕКО) и “Hellenic Transmission System Operator” SA (HTSO) за 2011 година” за междусистемното сечение между Р. България и Р. Гърция.

Процедурите съдържащи се в новите съгласувани Общи тръжни правила между българския и румънския, съответно българския и гръцкия електроенергийни системни

оператори са в съответствие с изискванията залегнали в новия Регламент (ЕО) № 714/2009.

В процес на съгласуване са Общи тръжни правила за разпределяне на междусистемните преносни способности на границата между Р. България Р. Македония за 2011 г.

Тръжните правила със съседни страни – Сърбия, Македония и Турция са в съответствие с действащите европейски правила, с двустранните споразумения с „ЕСО“ ЕАД и 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. Тръжният оператор „ЕСО“ ЕАД изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

С решение по протокол № 94/25.06.2010 г. по т. 5 от ДКЕВР бяха приети нови „Правила за търговия с електрическа енергия“, предвиждащи изпълнение на изискванията на Третия либерализационен пакет. Правилата са публикувани в Държавен вестник, бр. 64 от 17.08.2010 г. и са в сила от месец август 2010 г. Съгласно тези правила е създаден нов пазарен модел, като новата организация на пазара предпоставя:

- Въвеждане на почасови графици по всички сделки, независимо дали се сключват по регулирани или свободно-договорени цени;
- Известяване на графичите на дневна база, в деня D-1;
- Въвеждане на балансиращи групи в структурата на пазара и нова регистрационна процедура за Координаторите на балансиращи групи;
- Въвеждане на нови пазарни взаимоотношения на „ЕСО“ ЕАД с доставчиците на балансираща енергия;
- Въвеждане на пазарен механизъм в работата на пазара на балансираща енергия – отделяне на енергията, която операторът използва за регулиране, от енергията, която производителят предлага на пазара – регулиран и/или свободен;
- Въвеждане на отделен сетълмент за координаторите на балансиращи групи и доставчиците на балансираща енергия;
- Регламентиране на условия за участие в пазара на производители от ВЕИ;
- Регламентиране на условия за търговия на борсов принцип.

Новите Правила за търговия с електрическа енергия, в сила от месец август 2010 г., определят необходим период през 2011 г. за постепенно въвеждане при паралелно тестване на организацията и работата на пазара. Протеклият през 2011 г. тестови период за въвеждането на правилата за търговия показва необходимостта от някои целесъобразни изменения и усъвършенствания в разпоредбите на правилата. Въведените в новите Правила общи принципи и конкретни изисквания са в изпълнение на постановките на Директива 2009/72/ЕО и Регламент (ЕО) № 714/2009 съгласно изискванията на Третия либерализационен пакет.

Традиционно Р. България е нетен износител на електрическа енергия за страните от региона на Югоизточна Европа. През 2011 г. делът на нетния износ на страната 10,66 TWh е надхвърлил 24 % от нетното производство на електрическа енергия в страната. Последното се дължи главно на увеличено електропроизводство от повечината водна енергия през сравнително влажната за страната 2011 г.

Пазарът на електрическа енергия в страната се организира и администрира от Електроенергийния системен оператор. В съответствие със Закона за енергетиката, търговията с електрическа енергия в страната се извършва главно на основата на двустранни договори между търговските участници – производители, търговци и

потребители на електрическа енергия, както и на пазара на балансираща енергия. ЕСО балансира електроенергийната система по технически и икономически критерии предвид постъпили предложения и заявки за балансиращия пазар.

Извършваните на този етап търговски обмени, включително по заявки ден напред, са съгласно посочените по-горе Общи тръжни правила между системните оператори на Р. България с тези на Р. Румъния и на Р. Гърция, както и по представените нови Правила за търговия с електрическа енергия. През 2011 г. 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).

Към настоящия момент в страната няма организирана борса за електрическа енергия. Приетият от Народното събрание през юли 2012 г. Закон за изменение и допълнение на закона за енергетиката поставя електроенергийния сектор на страната в необходимото съответствие с постановките на Директива 2009/72/ЕО и Регламент (ЕО) № 714/2009 съгласно изискванията на Третия либерализационен пакет.

## Пазар на дребно

През 2011 г. 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 (Директива 2009/72/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, ВЕИ), което е предпоставка за равнопоставеност на всички потребители. Останалата част от електропроизводството си, производителите продават на либерализирания пазар като равностойни участници.

В рамките на разработвания през 2011 г. проект на Закон за изменение и допълнения на закона за енергетиката в съответствие с Директива 2009/72/ЕО и третия енергиен пакет са формирани изисквания, целящи разширяването на пазара на електрическа енергия на свободно договорени цени в сектора на средните и малките стопански потребители.

В изпълнение на Закона за енергетиката и 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 разпределителните мрежи е диференцирана на цена за пренос през електроразпределителните мрежи и цена за достъп до мрежите. Регулираните от ДКЕВР цени за достъп и пренос на електроразпределителните дружества, съгласно Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия, се определят въз основа на признатите от регулатора необходими приходи за поддръжка и експлоатация на съответната електроразпределителна мрежа.

Основните групи потребители към разпределителните мрежи през 2011 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 на производството на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) – от фотоволтаици, малки ВЕЦ, вятърна енергия, биомаса и др., и през 2011 г. към цента за пренос на обществения доставчик по преносната мрежа се начислява добавка към цената за зелена енергия, изчислена като разлика между разходите за закупена електрическа енергия по преференциални цени и разходите по базисна цена. От 2010 г. такава добавка се начислява и за електрическа енергия произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Тези допълнителни разходи се отнасят към всички потребители в страната като общо задължение на обществото.

През 2009 г. ДКЕВР е приела 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 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, посочените в решението на регулатора добавка за зелена енергия, както и добавката за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, допълват необходимата прозрачност при формиране на цената на електрическата енергия 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. Условието 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.

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

През 2011 г. при общо над 5 900 000 потребители в сектор „Електроенергетика” в ДКЕВР са регистрирани 1570 броя жалби, което е намаляване на броя им с 4,7 % спрямо 2010 г. Съгласно отчетни данни на дружествата удовлетворени напълно или частично са около 18 % от постъпилите жалби, като значителна част от останалия дял са били и неоснователни. За осъществяването 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. Приетото от ДКЕВР решение по всеки конкретен случай се изпраща на заинтересованите по преписката лица и институции. През 2011 г. издадените Решения на комисията по жалби общо са 154 броя.

През годината са извършени 15 извънредни проверки на електроразпределителни дружества и дружества крайни снабдители във връзка с изпълнение на условия и задължения по издадените им лицензии, както и на решения на ДКЕВР. В резултат на проверките са съставени констативни протоколи и са дадени задължителни указания със срокове за изпълнение.

По потребителски теми и жалби, които имат широк обществен отзвук, ДКЕВР работи съгласувано с другите държавни институции.

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

## **Инфраструктура**

Разходите за експлоатация и поддръжка на преносната мрежа се възстановяват посредством утвърдените цени за пренос и достъп.

Утвърдените през 2011 г. цени са, както следва:

- Цената за пренос до електропреносната мрежа се заплаща от всички ползватели на мрежата на преносния оператор „НЕК” ЕАД.

- Цената за достъп до електропреносната мрежа се заплаща на електроенергийния системен оператор „ЕСО” ЕАД от всички ползватели на мрежата, без количествата по сделките с предмет „транзит на електрическа енергия”.

Регулираните от ДКЕВР цени: за достъп, заплащана на „ЕСО” ЕАД и за пренос, заплащана на „НЕК” ЕАД, за ползване на електропреносната мрежа, съгласно Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия, се определят въз основа на признатите от регулатора необходими приходи за поддръжка и експлоатация на електропреносната мрежа.

През 2011 г. регулаторът е утвърдил технически мерки и средства за рехабилитация на електропреносната мрежа на страната с модернизация на управлението на преноса и трансформацията, реализирана със заемни кредити и със собствени средства на преносната компания НЕК ЕАД.

По утвърдена от регулатора през 2011 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 израждане на нови мощности от ВЕИ на вятър, ВЕЦ, биомаса и слънчева енергия.

Електроенергийният системен оператор „ЕСО” ЕАД 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 действащите Правила 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 2011 г. е 12 228 MW. Максималната разполагаема производствена мощност към годишния максимум е в размер на 9432 MW, а върховият товар през януари 2011 г. е 7300 MW.

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия електропреносната мрежа на страната няма значими проблеми, свързани със сигурност на доставките и претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети. В резултат на чувствително нарастване през 2011 г. на електроенергийните мощности от ВЕИ в страната, главно от вятърна енергия в североизточна България, възникват определени трудности при присъединяването на нови мощности към преносната и разпределителната мрежи поради ограничен капацитет. Във връзка с това в Министерството на икономиката, енергетиката и туризма, съгласно действащия Закон за енергетиката, и в ДКЕВР е в процес на разглеждане за одобряване План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2010 – 2020 г. Съгласно действащата законово-нормативна уредба ДКЕВР разглежда и одобрява инвестициите и графици за разширение на мрежите на електроразпределителните предприятия.

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 – обществен доставчик „НЕК” ЕАД. Но съгласно закона и условията по лицензията, дейността на ЕСО 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.

И за 2011 г. 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. ЕСО изготвя ежегодно годишен отчет за изпълнение на мерките по посочените в програмата цели, който се предоставя на регулатора за преглед и 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 също 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 интегрираното предприятие. Разпределителното предприятие изготвя годишен отчет за изпълнението на тези мерки, които представя на регулатора за одобрение.

За 2011 г. регулаторът е приел отчети по програмите на съответствието на ЕСО и на разпределителните предприятия.

През 2011 г. Електроенергийният системен оператор продължава да изготвя, поддържа и публикува на интернет страницата си необходимата обща и специализирана информация за дейността на пазара на балансираща енергия и на сделките по свободно договорени цени.

Новите тържни правила и Правилата за търговия с електрическа енергия осигуряват прозрачност и недискриминация на всички участници в търговете за преносни капацитети.

През 2011 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 2010 г. са в сила споменатите по-горе съвместни Тържни 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, в края на 2010 г. с Протоколно решение № 159/29.11.2010 г. на ДКЕВР са съгласувани „Общи тържни правила за разпределяне на преносна способност по междусистемното сечение между контролните зони на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО) и “Hellenic Transmission System Operator” SA (HTSO) за 2011 година” за междусистемното сечение между Р. България и Р. Гърция.

В процес на съгласуване са Общи тържни правила за разпределяне на междусистемните преносни способности на границата между Р. България Р. Македония за 2011 г., които също да съответстват на изискванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 относно сътрудничеството и координацията между двата оператора на съседни преносни мрежи.

През 2011 г. с активно участие от страна на ДКЕВР е разработен проект на нов Закон за енергията от възобновяеми източници в необходимото съответствие с

Директива 2009/28/ЕО и в изпълнение на принципите и постановките на третия енергиен пакет. Законът е приет от Народното събрание на Р. България през месец май 2011 г.

Предвид новите отговорни дейности и компетенции на националните регулаторни органи, произтичащи от въвеждането и изпълнението на принципите и постановките на третия енергиен пакет, през 2011 г. в ДКЕВР е разработен и приет актуализиран устройствен правилник на комисията, предпоставящ адекватна структура, експертно и бюджетно осигуряване на дейностите на комисията.

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

С изменението на ЗЕ, обнародван в ДВ бр. 54 от 17.07.2012 г. беше транспониран Третия енергиен либерализационен пакет, и по-конкретно Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и съвета от 13. 07. 2009 г., относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия, чл. 39, §. 5 от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и съвета от 13. 07. 2009 г., относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ.

Цитираните директиви предвиждат нови правила относно националните регулаторни органи (НРО). Разпоредбите на член 35 от Директивата за електроенергия и член 39 от Директивата за природен газ повишават независимостта на регулаторните органи. Чл. 36 и 37 от Директивата за електроенергия и чл. 40 и 41 от Директивата за природен газ възлагат на НРО нови цели, задължения и права.

В новия ЗЕ, в чл. 21, ал. 1, т. 27 е предвидено правомощието на ДКЕВР да сертифицира операторите на газопреносни системи за спазване на изискванията за независимост и да наблюдава тяхното спазване. Предвижда се в шестмесечен срок от влизане в сила на ЗЕ, «Булгартрансгаз» ЕАД да подаде в ДКЕВР искане за сертифициране на независим преносен оператор.

Введените изменения на административнонаказателните разпоредби са обусловени от необходимостта контролът, който изпълнява ДКЕВР, да бъде обвързан с възможността да бъдат налагани съответстващи и пропорционални на извършените нарушения санкции.

## **Пазар на едро**

През 2011 г. няма настъпили съществени промени в организацията и функционирането на пазара на едро на природен газ.

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 01.07.2007 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 на основата на сключени договори с 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“.

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.

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 два вътрешни („Мелроуз Рисорсиз“ ООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД). Газопреносната мрежа е собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, към която мрежа са присъединени ГРД и около 400 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.

Вносът се осъществява от единствен вносител – „Булгаргаз“ ЕАД, който е част от Българския енергиен холдинг (БЕХ ЕАД). БЕХ ЕАД беше създаден 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 най-големите енергийни компании, между които „Булгартрансгаз” ЕАД (функционира като комбиниран оператор и извършва дейности по съхранение, транзитен пренос и пренос на природен газ) и „Булгаргаз” ЕАД, действаща като обществен доставчик на природен газ.

Съгласно чл. 176, ал. 1 на ЗЕ, добивните предприятия или търговците на природен газ, от една страна, и общественият доставчик на природен газ, крайните снабдителни с природен газ, операторите на съоръжения за съхранение на природен газ, операторите на съоръжения за втечен природен газ, търговците на природен газ или клиентите – от друга, сключват сделки с природен газ помежду си при свободно договорени цени. За отчетната 2011 г. количествата, търгувани по свободно договорени цени от единствения в страната търговец на природен газ – „Дексиа България“ ООД, са 32 млн. м<sup>3</sup>, доставени от добивното предприятие „Мелроуз Рисорсиз” ООД.

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”.

„Булгаргаз” ЕАД е единственият обществен доставчик, който търгува на регулирани от ДКЕВР цени, с пазарен дял от 84,16% от общия ресурс за 2011 г., а останалите 15.84% са от местен добив. Максималния часов поток на природен газ от внос е 0,0048 TWh/h. Местният добив на природен газ през 2011 г. е 406 млн. м<sup>3</sup>, реализирани от „Мелроуз Рисорсиз” ООД и „Проучване и добив на нефт и газ” АД. За сравнение, добивът през 2010 г. е само 54 млн. м<sup>3</sup>. Значимият ръст на добития природен газ в страната се дължи на разработените от Мелроуз Рисорсиз” ООД две нови находища в Калиакра и Каварна. Българската страна експлоатира подземното газохранилище „Чирен”, с капацитет на активен газ около 450 млн. м<sup>3</sup>/годишно. През 2011 г. в него са нагнетени 349 млн. м<sup>3</sup> природен газ, а изтегленото количество е 368 млн. м<sup>3</sup>.

## Пазар на дребно

Комисията извършва наблюдение и текущ контрол върху газоразпределителните компании за изпълнение на заложените в одобрените им бизнес планове параметри, свързани със задълженията им по лицензиите за разпределение и снабдяване с природен газ. След извършен анализ беше установено, че изпълнението на бизнес плановете е на задоволително ниво, на фона на общата икономическа ситуация в региона на Югоизточна Европа.

Газоразпределителни дружества, 2011 г.	Изградена мрежа м.	Инвестиции Хил. лв.	Брой потребители		Консумиран пр. газ, хнм <sup>3</sup>	
			небитови	битови	небитови	битови
<b>Общо</b>	<b>304 832</b>	<b>51 732</b>	<b>5 370</b>	<b>57 427</b>	<b>437 694</b>	<b>69 227</b>

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 присъединените 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, образуването на цените за регулаторния период като анюитетни цени и утвърждаване на разходнообразувани тарифни структури.

16.71% от консумацията на природен газ (вкл. количествата от местен добив) в страната се осъществява от 33 газоразпределителни компании, обслужващи 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 66 общини извън тези региони.

С оглед стимулиране на инвестициите за газоразпределителните дружества ДКЕВР прилага метод на регулиране „горна граница на цени“. Нормата на собствения капитал се утвърждава от ДКЕВР индивидуално за всяко газоразпределително дружество в размер, стимулиращ инвестициите.

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 „post stamp“. В изпълнение на изискванията на Трети енергиен либерализационен пакет се очаква да бъде въведен тарифен модел „entry-exit“ от страна на преносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД, като част от разработващата се в момента изцяло нова тарифна политика на дружеството.

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, от местни добивни предприятия и от запаси природен газ с цел продажба през следващия период, условията по договорите за преобразуване, съхранение и за пренос на природен газ до българска граница и валутния курс на Българската народна банка на лева спрямо чуждестранната валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ. Върху така образуваната цена се начислява надценка в размер до 2 %, на основание чл. 17, ал. 6 от Наредба за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). При утвърждаване на

периодичните изменения, цените могат да бъдат коригирани от комисията въз основа на недовзет/надвзет приход, дължащ се на разлика между прогнозни и отчетени стойности на ценообразуващи елементи от предходен/предходни период/периоди.

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.) и влязла в сила на 01.01.2010 г. С това ПМС се изменя чл. 17 от НРЦПГ, който касае начина на определяне на цените при продажба на природен газ от общественя доставчик.

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 2011 г. са инвестирани 51 732 хил. лв., като са изградени общо 304.832 км разпределителни газопроводи.

## **Сигурност на доставките**

Държавата е определила Министерство на икономиката, енергетиката и туризма за компетентен орган по гарантиране сигурността на доставките. Съгласно чл. 72а на ЗЕ, Министърът на икономиката, енергетиката и туризма след консултации с предприятията за природен газ и организации, представляващи интересите на битовите и небитовите клиенти, снабдявани с газ, и с комисията въвежда на национално равнище:

1. превантивен план за действие, в който се съдържат мерките, необходими за отстраняване или ограничаване въздействието на идентифицираните рискове, в съответствие с извършената оценка на риска;

2. план за действие при извънредни ситуации, в който се съдържат мерките, които трябва да бъдат предприети за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсване доставките на природен газ.

Оценката на риска беше извършена въз основа на елементите, посочени в Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и Съвета от 20 октомври 2010 г. от МИЕТ, съвместно с експерти от ДКЕВР и представители на енергийни предприятия.

## **Регулиране/Разделяне**

С изменението на ЗЕ, обнародван в ДВ бр. 54 от 17.07.2012 г. в чл. 21, ал. 1, т. 27 е предвидено правомощието на ДКЕВР да сертифицира операторите на преносни системи: сертифицира операторите на електропреносната мрежа и на газопреносни мрежи за спазване на изискванията за независимост, наблюдава тяхното спазване и изпраща съответните уведомления до Европейската комисия. В чл. 81а, ал. 1 е предвидено, че Комисията сертифицира всеки оператор на преносна мрежа за изпълнението на изискванията за независимост и наблюдава тяхното спазване от сертифицирания оператор. Комисията открива процедури за сертифициране по ал. 1 по своя инициатива, по искане на преносния оператор или по мотивирано искане на Европейската комисия. Комисията приема проект на решение за сертифициране или

отказва сертифициране в срок 4 месеца от датата на постъпването на искането за сертифициране или от образуването на производството по нейна инициатива или по искане на Европейската комисия. В случай че в посочения срок комисията не се произнесе изрично, се смята, че проектът на решение за сертифициране е приет. По отношение на газоразпределителните предприятия, в Р България не се прилагат параграфи 1, 2 и 3 на чл. 26 от Директивата, поради факта, че всички 27 от тях обслужват по-малко от 100 000 присъединени клиенти.

### **3 Електроенергиен пазар**

#### **3.1 Регулиране на мрежите**

##### **3.1.1 Отделяне**

о Членове 10,11 2009/72/ЕК и Член 3 от Регламент (ЕК) 714/2009 (*отделяне и сертифициране на оператора пренос*) о Член 26

Чл. 9 от Директива 2009/72/ЕО изисква да бъде гарантирано отделянето на дейностите по преноса, доставката и производството на електрическа енергия, като бъде изключена всякаква форма на контрол между предприятия, осъществяващи тези дейности. През 2011 г. „Националната електрическа компания“ ЕАД все още беше титуляр на лицензии за обществена доставка, пренос и производство на електрическа енергия. Успоредно с това Комисията активно участваше в работните групи по изменение на Закона за енергетиката във връзка с транспониране на разпоредбите на Директива 2009/72/ЕО. В чл. 44 от ЗЕ<sup>2</sup> е уредено правилото, че на дружество на което е издадена лицензия за пренос на електрическа енергия, не може да бъде издадена лицензия за друга подлежаща на лицензиране дейност, освен за организиране на борсов пазар.

През 2011 г. Законът за енергетиката не предвиждаше процедура за сертифициране на оператори на преносна мрежа, поради което и сертифициране не е извършвано. С транспониране на Директива 2009/72/ЕО с изменения ЗЕ<sup>1</sup> в чл. 21, ал. 1, т. 27 е вменено правомощието на ДКЕВР да сертифицира операторите на преносни системи: сертифицира операторите на електропреносната мрежа за спазване на изискванията за независимост, да наблюдава тяхното спазване и изпраща съответните уведомления до Европейската комисия. В чл. 81а, ал. 1 е доразвито правомощието на Комисията, като е предоставена възможност служебно да бъде открита процедура за сертифициране или по искане на преносния оператор, както и по мотивирано искане на Европейската комисия. Сертифицирането или отказа за сертифициране се приема с проект на решение от регулатора в срок от четири месеца от датата на постъпване на искането за сертифициране или от образуването на производството по негова инициатива или по искане на Европейската комисия. В случай че в посочения срок комисията не се произнесе изрично, се смята, че проектът на решение за сертифициране е приет.

Във връзка сертифицирането на собственици на преносни системи или оператори на преносни системи, които са контролирани от лице или лица от трети държави, Директива 2009/72/ЕО в чл. 49 „Транспониране“ го отлага, като процедурата по чл. 11 от директивата следва да се прилага от 3 март 2013 г. Предвид изложеното, Комисията не е извършвала сертифициране на такива лица. Въпреки това в

---

<sup>1</sup> Обн. в ДВ бр. 54 от 17.07.2012 г.



националното законодателство изрично е предвидено в чл. 81б от ЗЕ<sup>2</sup> каква е процедурата за сертифициране на такива лица и какви са основанията за отказ.

### 3.1.2 Техническа експлоатация

о Услуги за балансирането (Член 37(б)(б), Член 37(8),

Функционирането на пазара на електрическа енергия в страната се регламентира чрез Правилата за търговия с електрическа енергия (в сила от месец август 2010 г.). От средата на 2011 г. започна прилагането на тези Правила, като чрез тях на практика се постигна пълно разделяне на мрежовите услуги от цената на енергията, като по този начин се осигуриха условия за конкурентно развитие на електроенергийния пазар. Въведените общи принципи в Правилата за търговия съдържат и конкретни изисквания, свързани с изпълнение на постановките на Директива 2009/72/ЕО и Регламент (ЕО) № 714/2009 съгласно изискванията на Третия либерализационен пакет.

През 2011 г. общественият доставчик „Национална електрическа компания” ЕАД остава почти единственият доставчик на електрическа енергия на балансиращия пазар. Независимите производители все още не са достатъчно икономически заинтересовани за участие на балансиращия пазар на електрическа енергия. Общият обем на търгуваната балансираща енергия е сравнително малък, като търгуваните количества за недостиг възлизат на 245 396 МВтч (около 0,008 % от нетното потребление в страната), а търгуваните количества за излишък са 102 392 МВтч (около 0,003 % от нетното потребление в страната). През 2011 г. средната отчетена цена на балансиращата енергия в страната при недостиг е около 80,19 EUR/ MWh, а средната цена на балансиращата енергия при излишък - 13,7 EUR/ MWh и остава непроменена спрямо предходната година. В таблицата по-долу са представени конкретни стойности на цените на електрическата енергия, които са търгувани на балансиращия пазар през 2011 г.

Балансираща енергия при недостиг	
Минимална цена, EUR/MWh	66.59
Максимална цена, EUR/MWh	80.51
Средна цена, EUR/MWh	80.19

Балансираща енергия при излишък	
Минимална цена, EUR/MWh	12,79
Максимална цена, EUR/MWh	14,00
Средна цена, EUR/MWh	13,70

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

<sup>2</sup> Обн. в ДВ бр. 54 от 17.07.2012 г.

обществения доставчик и обществените снабдители, е реализирано през 2008 г.

Към настоящия момент Електроенергийният системен оператор (ЕСО) все още е част от вертикално интегрираното предприятие на обществения доставчик. Съгласно действащата нормативна уредба 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.

Според приетите през месец юли 2012 г. изменения и допълнения в действащия Закон за енергетиката, свързани с Регламент (ЕО) № 714/2009, както и с приложението на мерките от третия енергиен пакет, разделянето на дейностите по преноса и снабдяването с електрическа енергия на българския електроенергиен пазар получи необходимата законова основа. Избраният на този етап модел за отделяне на оператора на преносната система е Независим преносен оператор.

Дейностите, свързани със снабдяване с електрическа енергия и оперативното управление на разпределителните мрежи от оператора на разпределителната мрежа (ОРС) през 2009 г. са също обособени като отделни юридически лица, както и счетоводно отделени. Функционалното отделяне на оператора ОРС в рамката на вертикално интегрираното предприятие, въз основа на програма за съответствие, осигурява независимостта на ОРС.

Предвид горното, четирите разпределителните предприятия на територията на страната изготвят и представят на регулатора 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. Разпределителното предприятие изготвя годишен отчет за изпълнението на тези мерки, който отчет представя на регулатора за одобрение.

### **Стандарти за сигурност и надеждност, качество на услугата и доставките**

(Член 37(1)(з),) Член 37 (1) (з)

Относно сигурността на доставките и за гарантиране спазването на стандартите и изискванията за качество на услугите и доставките на електрическа енергия, ДКЕВР наблюдава и ежегодно извършва преглед на изпълнението на приетата през 2010 г. „Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели и контрол на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на мрежовите оператори, обществените доставчици и крайните снабдители“. 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. През 2010 г. за

първи път е приложен корекционен фактор, отразяващ изпълнението на приетите целеви показатели за качество на енергията и качество на обслужването.

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

При определяне на индексите се приемат прекъсванията с продължителност по-голяма от 3 минути и 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 съоръженията, неправилни манипулации и други, за които не е възможно потребителите да бъдат предварително уведомени.

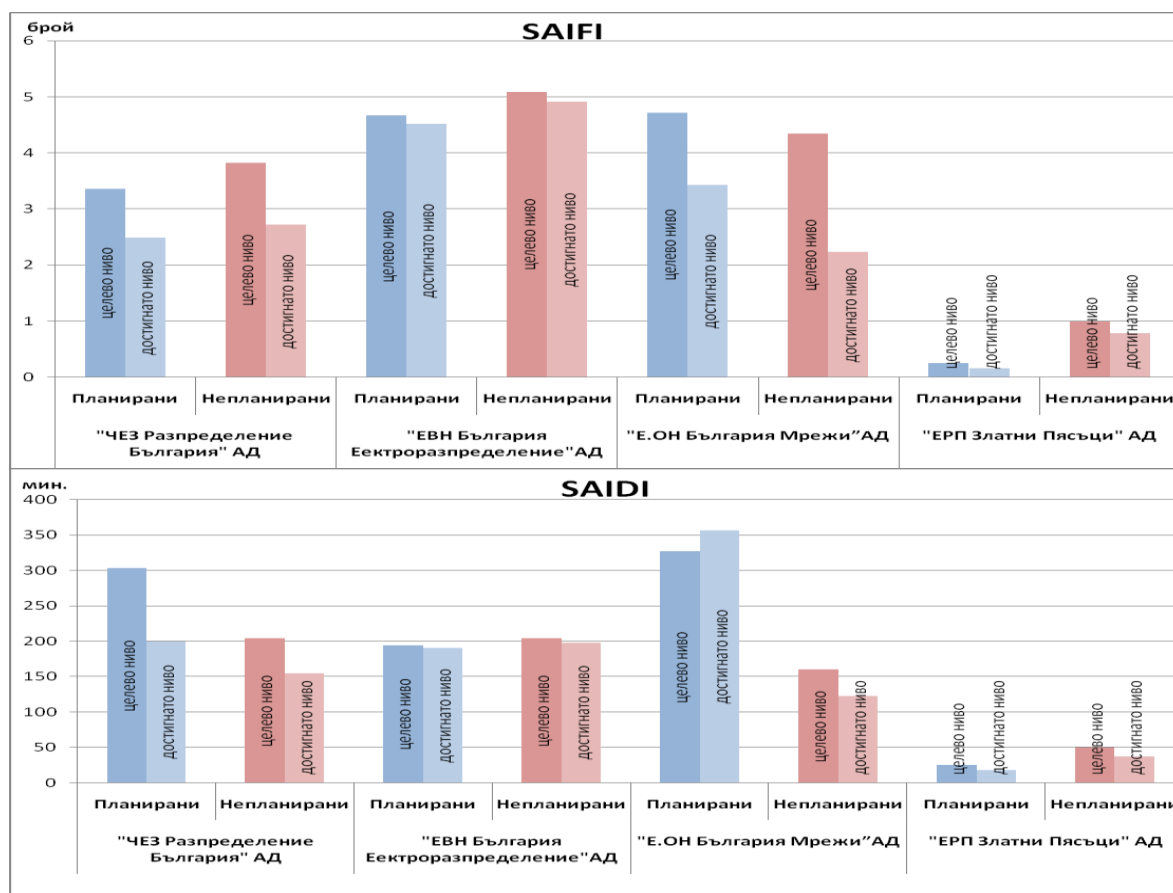
Прекъсвания, предизвикани от трети страни и непреодолима сила (непредвидено или непредотвратимо събитие от извънреден характер) се изключват.

Достигнатите стойности от отделните електроразпределителни дружества на показателите за непрекъснатост на снабдяването (SAIFI и SAIDI) при планирани и непланирани прекъсвания през 2011 г. са както следва:

Показатели за непрекъсваемост на снабдяването SAIFI и SAIDI за 2011 г.									
Индекси	Видове	ЧЕЗ		ЕВН		Е.ОН		Зл.пясъци	
		Целеви нива-Методика	Отчет	Целеви нива-Методика	Отчет	Целеви нива-Методика	Отчет	Целеви нива -Методика	Отчет
SAIFI	Планирани	3,36	2,49	4,67	4,52	4,72	3,43	0,25	0,16
	Непланирани	3,82	2,72	5,09	4,91	4,35	2,23	1,00	0,79
SAIDI	Планирани	302,80	199,80	194,40	190,30	327,50	356,11	25,00	18,00
	Непланирани	204,30	154,70	204,30	198,20	160,30	122,70	50,00	37,00

Двете графики по-долу представят постигнатите отчети на електроразпределителните дружества с по-ниски нива на целевите показатели за качество на електрическата енергия (SAIFI-брой и SAIDI-времетраене на прекъсванията) определени в Методиката, одобрена от ДКЕВР.

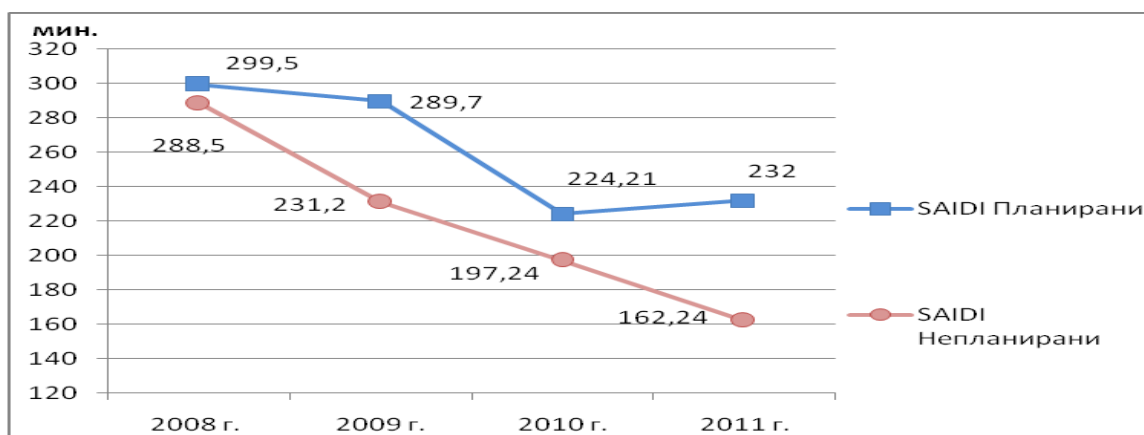
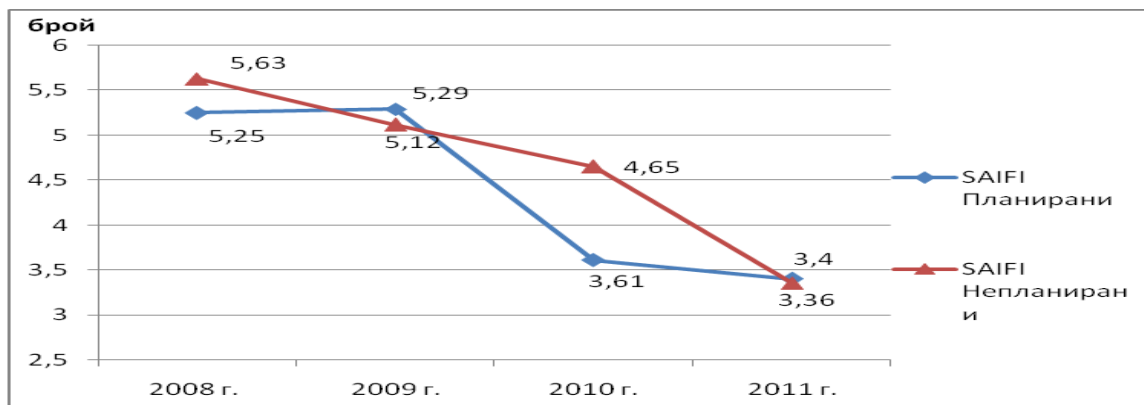
Единствено отчетените стойности на планираните SAIDI на „Е.ОН България Мрежи” АД са по-високи от заложените в Методиката, което се дължи на по-големия обем и съответно продължителност на извършваните планови ремонти и реконструкция на мрежата.



Осреднените отчетни стойности на четирите електроразпределителни дружества в страната по показателите за непрекъснатост на снабдяването (SAIFI и SAIDI) при планирани и непланирани прекъсвания през 2011 г. са както следва:

Средни стойности на показателите за непрекъсваемост на снабдяването SAIFI и SAIDI за 2011 г.		
Индекси	Видове	Стойности
SAIFI	Планирани, брой	3,40
	Непланирани, брой	3,36
SAIDI	Планирани, минути	232,00
	Непланирани, минути	162,24

Увеличеното времетраене на планираните SAIDI се дължи на по-големия брой извършени разширения и планови ремонти на мрежата, с цел гарантиране на дългосрочна способност на разпределителната мрежа да отговаря на условията за сигурна, надеждна и ефикасна експлоатация, поддръжка и развитие. Осреднените стойности на показателите за непрекъснатост на снабдяването за периода 2008-2011 г. са показани на графиките по-долу:



Определените в Методиката показатели за качество на търговските услуги са непосредствено свързани с отчетните резултати и отношенията между електроразпределителните предприятия, крайните снабдителите 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 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.

Въведеният регулаторен механизъм за извършване на корекции в необходимите приходи на електроразпределителните дружества, съобразно постигнатото изпълнение на показателите за качество на електрическата енергия, който се прилага от 2010 г., насърчава дружествата да подобрят качеството на доставките на електроенергия.

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

По този начин Методиката осигурява стимули на разпределителните оператори да развиват и правят необходимите инвестиции в техните мрежи, а наблюдението от страна на регулатора за изпълнението на изискванията за качество на услугите и доставките на електроенергия е в съответствие с Член 37 (1) (з) от Директива 2009/72/ЕО.

**Време изразходвано за наблюдението на свързването и ремонта**  
(Член 37 (1) (м)).

Законът за енергетиката урежда задълженията на преносното, съответно на разпределителните предприятия да присъединяват всички обекти на производители и потребители към съответната мрежа. Условието и реда за присъединяване, преустановяване на присъединяването или снабдяването и границите на собственост между електрическите съоръжения са определени с наредба на министъра на икономиката и енергетиката. Указания за образуване на цените за присъединяване на потребители към електроразпределителната мрежа, общите условия на договорите за снабдяване и разпределение на електрическата енергия и правилата за работа с потребителите се утвърждават от ДКЕВР и са обществено достояние, като се поставят на видно място в централите за работа с клиенти на дружествата и на интернет страниците на снабдителните и електроразпределителните дружества. В резултат на чувствително нарастване през 2010 г. на електроенергийните мощности в страната, главно от възобновяема енергия, възникват определени трудности при присъединяването на нови мощности към преносната и разпределителната мрежи поради ограничен капацитет. Общият брой на сключените пред 2011 г. договори за присъединяване с четирите електроразпределителни дружества възлиза на 15 469. Средно време необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител съгласно заложените целеви показатели в Методиката е 30 дни. През 2011 г. средното време за издаване на разрешение за присъединяване е намален на 18 дни. Отчетеното от електроразпределителните дружества през 2011 г. средното време за изграждане на присъединителни съоръжения и извършване на стандартни работи и ремонти без разрешителни процедури е 43 дни, а когато за изграждането им се изисква съгласуване на проектна документация с други институции, средното време за изграждане на присъединителната връзка е 93 дни.

В ДКЕВР ежегодно постъпва информация за жалби свързани с присъединяването на нови потребители. Това са жалби за отказ или забавено присъединяване към електроразпределителната мрежа, неправилно определена цена и условия за присъединяване.

Жалбите свързани с правото на потребителя да бъде присъединен, за да се снабди с електрическа енергия се разглеждат от ДКЕВР по действащите Вътрешни правила за работа с потребителите по подадени в комисията жалби и сигнали и за доброволно уреждане на спорове.

В тази връзка през 2011 г. ДКЕВР започна работа по актуализиране на методика за отчитане на целевите стойности на показателите за качество на електрическата енергия и обслужването и определяне на единен подход при прилагане на цените за присъединяване към електроразпределителните мрежи и разработване на нова ценова структура. В Министерството на икономиката, енергетиката и туризма, съгласно действащия Закон за енергетиката, и в ДКЕВР е в процес на разглеждане за одобряване План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2010 – 2020 г.

### **Наблюдение и техническо сътрудничество между Общността и ОПС от трети страни (Член 37 (1) (т)).**

Взаимоотношенията на електроенергийния системен оператор със съседните оператори относно техническото сътрудничество и прилагането на защитни мерки за физическата безопасност и сигурност на системата се регламентират чрез споразумения и правила за съвместна работа и сътрудничество.

Всяка година ДКЕВР съгласува Тръжни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на „Електроенергиен системен оператор” ЕАД и контролните зони на съседните оператори.

Междусистемният трансграничен преносен капацитет, под формата на търговски права за пренос се разпределя и съгласува двустранно от тръжните оператори на съседните системи на база правилата за управление на електроенергийната система и действащите Тръжни правила одобрени от регулатора и правилата на европейската организация на операторите на електропреносни системи (ENTSO-E). ЕСО ЕАД е пълноправен член на Европейската мрежа на системните оператори за пренос на електричество (ENTSO-E) и работи в режим на паралелна работа с европейските ЕЕС. Паралелната работа се осъществява в съответствие с "Operation Handbook" на ENTSO-E и се основава на принципите на взаимната изгода, солидарност и взаимна помощ при аварийни ситуации за гарантиране на сигурно, качествено и ефективно снабдяване на потребителите с електрическа енергия.

Ремонтните програми на системните електропроводи, които имат значение за трансграничния пренос между Р. България със съседните страни – Гърция, Румъния, Сърбия, Македония и Турция подлежат на съгласуване от операторите. През 2011 г. не са възникнали обстоятелства за налагане на ограничения поради: форс мажор, удължаване периода на заплануван ремонт, непланувано изключване на междусистемен електропровод или други причини отнасящи се до сигурността и безопасността на електроенергийната система.

При установеното регионално сътрудничество и оперативни договорености за координирано разпределение на трансграничния капацитет, както и съгласуваната взаимопомощ при аварийни събития осигуряват безопасното и сигурно функциониране, както на външния, така и на вътрешния пазар на електроенергия.

#### **3.1.3 Мрежови тарифи за присъединяване и достъп**

о Член 37(1)(а), Член 37(б)(а), Член 37(8), Член 37(10), Член 37(12) , Член 37(3)(в) и (г)  
о Превенция на кръстосаното субсидиране (Член 37(1)(е))

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.

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.

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.

При определяне на необходимите приходи на електроразпределителните дружества се признават технологични разходи съгласно Указания на комисията за образуване на цените за пренос на електрическата енергия през електроразпределителните мрежи, приети понастоящем в размер до 15%, която стойност е близка до реално отчетените стойности за последните няколко отчетни периода.

### **3.1.4 Трансгранични въпроси**

#### **Достъп до трансграничната инфраструктура, включително и процедурите за разпределение на капацитет и управление на претоварването**

(Член 37(б)(в), Член 37(8), Член 37(9),

Относно оперативното управление и разпределяне на наличния преносен капацитет по междусистемните електропроводи, между „ЕСО” ЕАД, като оператор на електроенергийната система на Р. България и операторите на съседните електроенергийни системи, са подписани меморандуми за сътрудничество. Предоставянето и разпределянето на наличната преносна способност по междусистемните електропроводи се координира и изпълнява, чрез прилагането на тържни правила, изготвени съвместно от българския системен оператор „ЕСО” ЕАД и операторите на преносни системи на съседните страни. Тържните правила се съгласуват с регулаторните органи на страните. През 2011 г. наличната пропускателна способност се разпределя от съответния тържен оператор под формата на търговски



права за пренос на годишна, месечна и с някои от съседните оператори видно по долу – на дневна база. С провеждането на търг за междусистемна пропускателна способност (капацитет) се постига създаване на прозрачен метод за управление на пиковите натоварвания в мрежата, процедури по отношение на задълженията и последиците от неизпълнението им. В изпълнение на постановките на Регламент (ЕО) № 714/2009 в действащите тръжни правила са регламентирани отделните видове търгове, организацията на тръжната процедура, изискванията за участие в търгове и регистрация, определяне на тръжните резултати и предоставяне на търговски права за пренос (ТПП), вторичния пазар на ТПП и прехвърлянето им, правилата за използване на преносната способност (капацитет) по междусистемното сечение и уреждането на задължения (сетълмент) и плащания.

Във връзка със сключено споразумение между „ЕСО” ЕАД и CN Transelectrica” SA, „ЕСО” ЕАД направи искане до ДКЕВР „Тръжните правила за разпределяне и предоставяне на преносните способности по междусистемното сечение в контролните зони на „Електроенергиен системен оператор” ЕАД (ЕСО) и CN TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA) за 2010 година” (Общи тръжни правила) във вида съгласуван с ДКЕВР и с румънския регулатор, да продължат да се прилагат до месец март 2011 г. включително. До тази дата операторите следва да предложат за съгласуване изменен вариант, който да е съобразен с Регламент (ЕО) № 714/2009. Установеното съвместно с румънския регулатор (ANRE) несъответствие между Общи тръжни правила и Регламент (ЕО) № 714/2009 се отнася за процедурата по ограничаване на преносната способност и за отказа за компенсиране на притежателя на търговско право за пренос при заплануван ремонт, тъй като освен форс мажор, като причина за ограничаване и за некомпенсиране е посочено обстоятелството „незаплануваните условия по мрежата”. Несъответствията в посочените клаузи от Общите тръжни правила бяха отстранени през 2011 г. и съответно съгласувани с решение на ДКЕВР, което позволи да не се оцетяват притежателите на търговски права на пренос при настъпване на причини, за които те не следва да носят отговорност.

Приети и съгласувани от ДКЕВР са „Правила за достъп до българо-гръцката междусистемна електропроводна връзка (Тръжни правила за разпределяне на пропускателна способност)” за 2011 година”.

В съответствие с изискванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 съгласуваните от ДКЕВР общите тръжни правила уреждат сроковете и условията за разпределянето посредством търгове на разполагаема преносна способност (100 % капацитет) в двете посоки между контролните зони на българския електроенергиен оператор и съответно операторите на Румъния и Гърция. Процедурите съдържащи се в Общи тръжни правила между българския и румънския, съответно българския и гръцкия електроенергийни системни оператори целят осигуряването на прозрачен метод за управление на физическите претоварвания и покриват изискванията залегнали в новия Регламент (ЕО) № 714/2009.

Трансграничният обмен на електроенергия между Р. България и съседните страни – Р. Сърбия, Р. Македония и Р. Турция се извършва въз основа на разработени и актуализирани за 2011 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 2011 г.” (Тръжни правила). Същите са съгласувани от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране и се прилагат от „Електроенергийния системен оператор” през 2011 г.

Тези Тръжни правила уреждат всички въпроси със споменатите по-горе съседни страни, които се отнасят до разделянето и предоставянето на 50% от разполагаемата преносна способност (капацитет) по междусистемните връзки в двете посоки.

С представените Тръжни правила се уреждат всички въпроси, които се отнасят до разделянето и предоставянето през 2011 г. на разполагаемата преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните връзки на електроенергийната система на Р. България със споменатите по-горе съседни електроенергийни системи.

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).

Междусистемните връзки и преносни капацитети на Р. България със съседните страни – Румъния, Гърция, Сърбия, Македония и Турция – осигуряват необходимите условия за осъществяването на пазар на електрическа енергия по двустранни договори и/или действащите Тръжни правила, 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 седмица и ден напред. Тези капацитети се съгласуват двустранно със съседните системни оператори на базата на двустранните договори и на действащите Тръжни правила. За съгласуваните NTC се обявяват публични търгове за преносни капацитети.

Електроенергийният системен оператор (ЕСО) изготвя, поддържа и публикува на интернет страницата си правилата за работа на пазара, както и 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

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия електропреносната мрежа на страната няма значими проблеми, свързани със сигурност на доставките и претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети. В резултат на чувствително нарастване през 2011 г. на електроенергийните мощности от ВЕИ в страната, главно от вятърна енергия в североизточна България, възникват определени трудности при присъединяването на нови мощности към преносната и разпределителната мрежи поради ограничен капацитет. Във връзка с това в Министерството на икономиката, енергетиката и туризма и в ДКЕВР, съгласно действащия Закон за енергетиката, е в процес на разглеждане План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2010 – 2020 г. Съгласно действащата законово-нормативна уредба ДКЕВР разглежда и одобрява инвестициите и графика за разширение на мрежите на електроразпределителните предприятия.

Редки случаи на кратко претоварване възникват през междусистемни връзки с някои от съседните на Р. България страни (при високи товари през зимния период).

### **Използването на приходи за междусистемните връзки**

(Член 37(3)(е))

В изпълнение на изискванията на чл.16, параграф 6 от Регламент (ЕО) № 714/2009 г. на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/2003 (в сила от 03 март 2011г.), всички приходи от разпределението на капацитета по междусистемните електропроводи се използват за следните цели:

а) гарантиране на действителната наличност на разпределения капацитет; и/или

б) поддържане или увеличаване на междусистемните капацитети чрез мрежови инвестиции, по-специално в нови междусистемни електропроводи.

В случаите, когато приходите не могат да бъдат използвани ефективно за посочените по-горе цели, те може да бъдат използвани при условие одобрението на регулаторните органи на съответните държави-членки до максимална сума, която се определя от тези регулаторни органи като приход, който се взема предвид от регулаторните органи при одобряване на методиката за изчисляване на мрежовите тарифи и/или фиксирането на мрежовите тарифи. В тази връзка през 2011 г. ДКЕВР е използвала тези си правомощия, като е одобрила приходите от разпределението на капацитета по междусистемните връзки в размер на 14,4 млн.евро за намаляване на стойността на мрежовите услуги и по-конкретно на цената за достъп до електропреносната мрежа.

### **Сътрудничество (Член 37(1)(в))**

През 2011 г. ДКЕВР осъществява сътрудничество с регулаторните органи на съседните страни по отношение на въпроси, свързани с трансграничния пренос в региона. Основното направление е свързано с договаряне на споразумения с регулаторните органи на съседните страни, които осигуряват сигурността на електроснабдяването и доставките на електрическа енергия.

Дейността и организацията на либерализирания пазар в страната и със съседните страни през 2011 г. се регламентират от „Правила за търговия с електрическа енергия” и от „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 2011 г.”. Правилата са съгласувани и одобрени от националния регулатор Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) на Р. България.

Междусистемният трансграничен преносен капацитет, под формата на търговски права за пренос се разпределя и съгласува двустранно от тръжните оператори на съседните системи на база правилата за управление на електроенергийната система и действащите Тръжни правила одобрени от регулатора и в съответствие с правилата на европейската организация на операторите на електропреносни системи (ENTSO-E). ЕСО ЕАД е пълноправен член на Европейската мрежа на системните оператори за пренос на електричество (ENTSO-E) и работи в режим на паралелна работа с европейските ЕЕС. Паралелната работа се осъществява в съответствие с "Operation Handbook" на ENTSO-E и се основава на принципите на взаимната изгода, солидарност и взаимна помощ при аварийни ситуации за гарантиране на сигурно, качествено и ефективно снабдяване на потребителите с електрическа енергия

През 2011 г. „Електроенергийният системен оператор” ЕАД на Р. България и системният оператор на Румъния CN TRANSELECTRICA SA Румъния работят по нови „Тръжни правила за разделяне на пропускателната способност (капацитет) в рамките на деня и предоставяне на преносна способност по междусистемното сечение на България и Румъния между контролните зони на Електроенергийния системен оператор («ЕСО» ЕАД) и CN TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA)”.

През 2011 г. ДКЕВР съгласува също „Общи тръжни правила за разпределяне на преносна способност по междусистемното сечение между контролните зони на „Електроенергийен системен оператор” ЕАД (ЕСО) и “Hellenic Transmission System Operator” SA (HTSO) за 2011 година” за междусистемното сечение между Р. България и

Р. Гърция. Тези правила също допълват съгласуваните Общи тържни правила с процедура за разпределение на преносните способности в рамките на деня.

Тези Общи тържни правила с процедура за разпределение на преносните способности в рамките на деня между българския и румънския, съответно българския и гръцкия електроенергийни системни оператори увеличават гъвкавостта на пазара на електрическа енергия, включително гъвкавостта на балансиращия пазар между Р. България, Румъния и Гърция.

Процедурите съдържащи се в новите съгласувани Общи тържни правила между българския и румънския, съответно българския и гръцкия електроенергийни системни оператори покриват изискванията залегнали в новия Регламент (ЕО) № 714/2009.

В края на 2011г. са съгласувани Общи тържни правила за разпределяне на междусистемните преносни способности на границите между системния оператор на Р. България и системните оператори на Р. Македония, Сърбия и Турция, които също отразяват определени изисквания на Регламент (ЕО) № 714/2009, относно сътрудничеството и координацията между операторите на съседните преносни мрежи.

### Схема на междусистемните преносни връзки на Р. България със съседните страни



### 3.1.5 Съответствие

о Съответствието на регулаторните органи със обвързващите решения на Агенцията и Комисията (Член 37(1)(г)) и с Насоките (Член 39))

о Правомощие за извършване на разследване и въвеждането на мерки за подпомагане на конкуренцията и т.н. (Член 37(4)(б) + 35(5)(а))

о Правомощие за изискване на информация от електроенергийните предприятия (Член 37(4)(в))

о Съответствие на преносните и разпределителни компании, притежателите на системите и електроенергийните предприятия със съответното законодателство на Общността, включително и трансграничните въпроси (Член 37(1)(б), Член 37(1)(р), Член 37(3)(а),(б),(д) и Член 37(5) всичко освен (а) и (в) + налагане на санкции (Член 37(4)(г))

В ЗЕ, чл. 21, ал. 1, т. 31 е транспонирано задължението на Регулаторния орган по чл. 37, § 1, б „г“ от Директива 2009/72/ЕО да прилага и контролира изпълнението на правно обвързващи решения на Европейската комисия или на Агенцията за сътрудничество на регулаторите.

През 2011 г. основни принципи, ръководещи дейността на ДКЕВР при изпълнение на регулаторните си правомощия, 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. В рамките на територията на страната с оглед специалната си компетентност съществува един единствен орган, който е отговорен за прилагането на Общностното право в областта на конкуренцията и това е Комисията за защита на конкуренцията (КЗК). В тази връзка за постигане на горепосочените цели ДКЕВР има правото съгласно чл. 21, ал. 6 от ЗЕ да сезира 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.

Националното законодателство гарантира, че регулатора взема самостоятелно решенията си, като същите не подлежат на контрол от изпълнителната власт, а съгласно чл. 13 от ЗЕ единствено на съдебен контрол по отношение на тяхната законосъобразност. Дейността на Комисията и нейната администрация се финансира от приходите от такси, глоби и имуществени санкции и дарения от лица неподлежащи на лицензиране и/или контрол от регулаторния орган, или на свързани с тях лица.

С оглед осъществяване на своите правомощия за ценово регулиране Комисията ежегодно получава информация относно годишни финансови отчети на лицензиантите, годишните им одиторски доклади, както и отчетна информация по видове дейности. Отделно от това Комисията може да изисква друга счетоводна документация, технико-икономическа информация, включително сключени договори. През 2011 г. изрично в подзаконов административен акт бе предвидено, че регулатора може да изисква от енергийните предприятия всякаква информация и документи, които касаят дейността ѝ. Към настоящия момент с измененията на ЗЕ бе предвиден нарочен текст в самия закон, а не както беше досега в подзаконов акт Регулатора да изисква всякаква информация и документи, свързани с функционирането на енергийния пазар, включително договори за доставка, пренос, разпределение и съхранение, както и всички последващи споразумения към тях, и може да предоставя на участници на пазара части от тази информация, при условие че не се разкрива информация, представляваща търговска тайна, или информация, защитена по силата на закон.

В рамките на календарната 2011 г. разпоредбите на директивата, касаещи сертифициране не бяха транспонирани, с оглед на което, както бе посочено по-горе, сертифициране не е осъществявано.

Предстои процедура по сертифициране на независим преносен оператор. § 192 от Преходните и заключителните разпоредби към Закона за изменение и допълнение на ЗЕ предвижда в шест месечен срок от влизането му в сила собственика на преносната мрежа да подаде в ДКЕВР искане за сертифициране, и в рамките на законоустановения срок от четири месеца ДКЕВР има задължението да издаде съответния сертификат. След приключване на процеса по сертифициране, Комисията ще може реално да реализира правомощието си в чл. 21, ал. 1, т. 27 от ЗЕ да наблюдава изпълнението на задълженията на независимия преносен оператор. Във връзка с неизпълнение на задълженията на независимия преносен оператор съгласно чл. 21, ал. 3 от ЗЕ в рамките на регулаторните си правомощия Комисията:

1. налага санкции за дискриминационно поведение на операторите в полза на вертикално интегрираното предприятие;
2. наблюдава комуникациите между оператора и вертикално интегрираното предприятие, за да се гарантира, че операторът изпълнява задълженията си;
3. действа като орган за уреждане на спорове между вертикално интегрираното предприятие и оператора;
4. изисква информация и документи, касаещи търговските и финансовите отношения, включително заемите между вертикално интегрираното предприятие и оператора;
5. одобрява търговски и финансови споразумения между вертикално интегрираното предприятие и оператора в случаите, когато те влияят на условията за развитието на пазара;
6. изисква обосновка от вертикално интегрираното предприятие във връзка с представените от отговорника по съответствието решения относно плана за развитие на мрежата или отделни инвестиции на оператора, включително по отношение на спазването на изискванията за недискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие;
7. извършва проверки в обектите на вертикално интегрираното предприятие и на оператора;
8. одобрява 10-годишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на наредбата по чл. 60;
9. възлага всички или определени задачи на независимия преносен оператор на независим системен оператор, предложен от собственика на мрежата, в случай че операторът нарушава системно задълженията си, свързани с изискванията за независимост, съгласно глава осма „а“, раздел II, включително при системно дискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие.

### **3.1.6 Уреждане на спорове**

о Член 37(11), 37(5)(в), Член 37(4)(д)

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. С цел качествено и по-ефективно решаване на

поставените проблеми през 2011 г. са актуализирани Вътрешните правилата за работа по жалбите и исканията за доброволно уреждане на споровете.

Основен приоритет на комисията и през 2011 г. е работата с потребителите, тяхната защита по отношение на качеството на услугата и правото им на информация.

Към Държавната комисия за енергийно и водно регулиране от 14 октомври 2011 г. е създадена **Главна дирекция „Разглеждане на жалби и решаване на спорове“**. Целта на създаването ѝ е необходимостта от постигане в максимална степен на ефективни действия за решаване на поставената проблематика, отговаряща на нарастващите потребности на потребителите. Към Главната дирекция са създадени и следните звена на територията на страната: **Териториално звено „Север“** с местоположение гр. Плевен, **Териториално звено „Юг“** с местоположение гр. Пловдив, **Териториално звено „Изток“** с местоположение гр. Варна

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

За едногодишния период в ДКЕВР са регистрирани 1570 жалби, молби, сигнали и предложения от физически лица и организации в сектор „Електроенергетика“. Съгласно отчетни данни на електроенергийните дружества, удовлетворени напълно или частично са около 18 % от постъпилите жалби, като значителна част от останалия дял са били неоснователни. За осъществяване на контрол от страна на Комисията върху работата на електроразпределителните дружества и крайните снабдителите с потребителите, от дружествата се изисква отчетна информация относно решаването на постъпилите жалби. Приетото от ДКЕВР решение по всеки конкретен случай се изпраща на заинтересованите по преписката лица и институции. През 2011 г. издадените Решения на комисията по жалби общо са 154 броя.

През 2011 г. в ДКЕВР са проведени две процедури за доброволно уреждане на спорове, отнасящи се до правото на достъп и придобиване на ел. съоръжения и за стойността на придобиване на ел. съоръженията.

През 2011 г. експерти от ДКЕВР са участвали в 15 извънредни и планови проверки на енергийните дружества и седем помирителни производства.

За оптимизиране на резултатите от работата на комисията по отношение на основните потребителски въпроси и жалби, се сформират работни групи 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 обществен 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.

## **3.2 Подпомагане на конкуренцията**

### **3.2.1 Пазари на едро**

#### **3.2.1.1 Мониторинг на цената**

о Член 37(1)(и) и Член 37(1)(й)

Пазарът на едро на електрическа енергия се регламентира посредством приетите от комисията Правила за търговия с електрическа енергия през август 2010 г. Действащия пазарен модел за отчетната 2011 година се характеризира, както следва:

- Известяване на графици на дневна база, в деня D-1 и разпределяне на преносен капацитет на тръжна основа;
- Въвеждане на балансиращи групи в структурата на пазара в рамките на текущия тестови период на Правила за търговия с електрическа енергия и нова лицензионна процедура за координаторите на балансиращи групи;
- Постепенно въвеждане на почасови графици по всички сделки, независимо дали се сключват по регулирани или свободно-договорени цени;
- Усъвършенстване на пазарния механизъм в работата на пазара на балансираща енергия;
- Въвеждане на отделен сетълмент за координаторите на балансиращи групи и доставчиците на балансираща енергия;
- Регламентиране на условия за участие в пазара на производители от ВЕИ;
- Създаване на условия за търговия на борсов принцип.

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.

През 2011 г. общественият доставчик „Национална електрическа компания” ЕАД остава почти единствения доставчик на електрическа енергия на балансиращия пазар. Независимите производители все още не са достатъчно икономически заинтересовани за участие на балансиращия пазар на електрическа енергия.

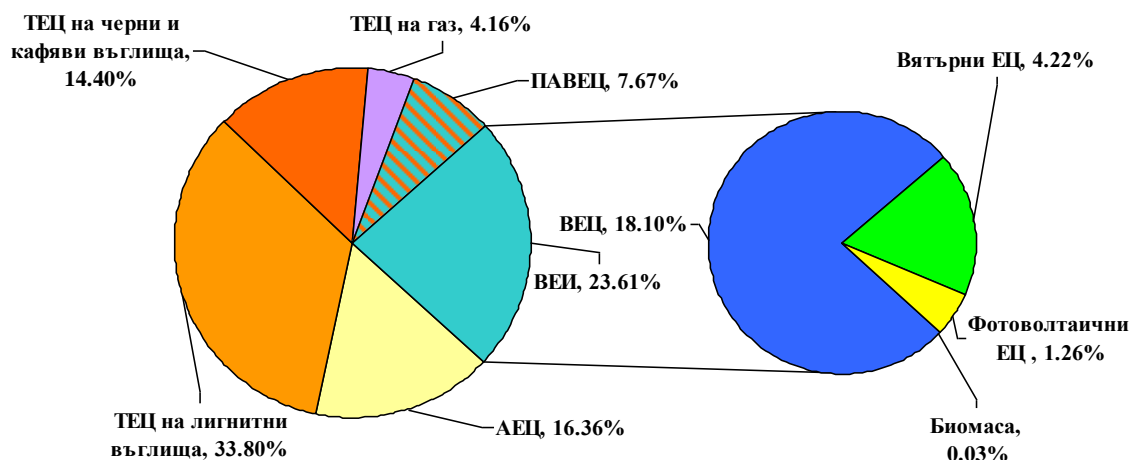
Понастоящем в страната няма организирана борса за електрическа енергия и търговията с електрическа енергия се извършва главно въз основа на двустранни договори между търговските участници и на балансиращ пазар организиран от ЕСО. Поради това на този етап обективна средна цена и марж между цените купува и продава на българския пазар на електрическа енергия не може да бъде определен.

Новите Правила за търговия с електрическа енергия, в сила от месец август 2010 г., определят необходим период (до 30.06.2011 г.) за постепенно въвеждане и паралелно тестване на организацията и работата на пазара, в изпълнение на по-горе представените нови функции на пазара на електрическа енергия. Въведените в новите Правила общи принципи и конкретни изисквания са в изпълнение на постановките на Директива 2009/72/ЕО и Регламент (ЕО) № 714/2009 съгласно изискванията на Третия либерализационен пакет.

Общият електропроизводствен потенциал на страната на база първични енергийни източници и произведена енергия за 2011 г. е структуриран по следния начин:



**Структура на инсталираните мощности по видове  
централи**



Общата инсталирана мощност в страната е 12 228 MW. Разполагаемата производствена мощност към годишния максимум е в размер на 9 432 MW, а върховият товар през януари 2011 г. е възлязъл на 7300 MW. Годишното нетно производство за страната през отчетния период е в размер на 44,113 TWh. При продажби на свободния пазар 15,6 TWh – на вътрешния пазар и нетен износ от страната, делът на отваряне на пазара на електрическа енергия за 2011 г. е 35 %.

Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2011 г. възлиза на 516 MW при годишно производство около 1 032 GWh. През 2011 г. инсталираната мощност на фотоволтаици (PV) възлиза на около 125 MW при производство 183 GWh.

Нетният търговски износ на страната за 2011 г. е в размер на 10,66 TWh.

Показател	Година									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Брутно производство от ЕЦ към ЕПМ	42 514	41 539	44 259	45 710	43 093	44 831	42 573	46 260	50 070	
Потребление и собствени нужди от ЕЦ	6 176	6 146	6 233	5 890	6 067	5 890	5 307	4 689	5 957	
Вкарана в ЕПМ енергия от ЕЦ	36 338	35 393	38 026	39 730	37 026	38 941	37 266	41 571	44 113	
Физически внос	1 283	741	799	1 139	3 058	3 097	2 662	1 168	1 450	
Общо вкарана енергия в ЕПМ	37 621	36 134	38 826	40 869	40 084	42 038	39 928	42 739	45 563	
Загуби в ЕПМ	761	742	844	881	872	905	847	895	951	
Изкарана електроенергия от ЕПМ	36 860	35 392	37 982	39 988	39 212	41 133	39 081	41 844	44 612	
Потребление за помпи	483	289	549	471	590	718	927	988	1 199	
Физически износ	6 772	6 620	8 380	8 391	7 538	8 441	7 731	9 613	12 111	
Потребление от ЕПМ	29 605	28 483	29 053	31 126	31 084	31 974	30 423	31 243	31 302	

При годишно потребление на електрическа енергия в страната в размер на 31,3 TWh през 2011 г., делът на търгуваното количество на вътрешния пазар е в размер на 5 TWh. Това количество е договорено пряко от 77 големи и средни стопански потребители на високо и средно напрежение с 8 големи производители участници на пазара.

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, 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 2011 г. продължава действието и изпълнението на дългосрочните договори, подписани между обществения доставчик “НЕК” ЕАД и Ей И Ес-3С Марица Изток I” ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ ЕООД.

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

През месец май 2011 г. е приет нов Закон за енергията от възобновяеми източници в необходимото съответствие с Директива 2009/28/ЕО и в изпълнение на принципите и постановките на третия енергиен пакет.

На този етап, в съответствие със Закона за енергетиката, търговията с електрическа енергия в страната се извършва главно 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. За 2011 г. регулаторът е лицензирал нови 15 броя дружества за дейността „търговия с електрическа енергия”, с което общият брой на лицензираните търговци е станал 98. Броят на активните търговци сключили сделки на пазара на електрическа енергия през 2011 г. е 46 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 2011 г. на свободния пазар 46 активни търговци на електрическа енергия няма изразен монополист. Най-големият дял закупена/продадена електрическа енергия от търговец е около 22 % от общия търгуван обем на пазара.

Понастоящем в страната няма организирана борса за електрическа енергия и търговията с електрическа енергия се извършва главно въз основа на двустранни договори между търговските участници и на балансиращ пазар организиран от ЕСО. Поради това на този етап обективна средна цена и 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, при което страната се явява нетен износител.

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.

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 2011 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 Тръжни правила 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 2011 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.

Пазарът на електрическа енергия в страната се организира и администрира от Електроенергийния системен оператор. В съответствие със Закона за енергетиката, търговията с електрическа енергия в страната се извършва главно на основата на двустранни договори между търговските участници – производители, търговци и потребители на електрическа енергия, както и на пазара на балансираща енергия. ЕСО

балансира електроенергийната система по технически и икономически критерии предвид постъпилите предложения и заявки за балансиращия пазар.

През 2011 г. 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).

### **3.2.1.2 Наблюдение на нивото на прозрачност, включително и съответствието със задълженията за прозрачност, както и нивото и ефективността на отварянето на пазара и конкуренцията**

o Член 37(1)(и), Член 40(3) и Член 37(1)(ф)

o Член 37(1)(й)

o Член 37(1)(к)

o Член 37(1)(л)

С измененията на ЗЕ в чл. 21, ал. 1, т. 29 изрично е записано правомощието на ДКЕВР във връзка с пазара да допринася за съвместимостта на процесите за обмен на данни относно най-важните пазарни процеси на регионално равнище, като гарантира необходимата степен на поверителност на информацията.

В тази връзка ДКЕВР наблюдава за наличието на ограничаващи договорни практики и разпоредби за изключителност, които може да възпрепятстват небитови клиенти да сключват договори едновременно с повече от един доставчик или да ограничат избора им на доставчици

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.

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.

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.

### **3.2.2 Пазари на дребно**

о Член 37(1)(и) и Член 37(1)(й)

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 действащия Закон 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. През 2011 г. се подготви законопроект, който предвижда отделянето на стопанските потребители на средно напрежение на свободния пазар, като от началото на 2013 г. се очаква на регулирания пазар да останат само битовите потребители и малки стопански потребители, присъединени към мрежи ниско напрежение.

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, в рамките на определена от регулатора „квота“ за всеки производител. Квотите на производителите се определят на основата на принципите за равнопоставеност и прозрачност съгласно методика, приета от комисията.

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, ВЕЦ, вятърни и фотоволтаични централи и централи, използващи биомаса), като са съобразени със съответните количества, необходими за покриване нуждите на регулирания пазар. Това от своя страна осигурява приемлива равнопоставеност на всички потребители. Останалата част от електропроизводството (извън определената квота), производителите имат право да продават на либерализирания пазар като равностойни участници.

В рамките на разработвания проект на Закон за изменение и допълнение на закона за енергетиката в съответствие с Директива 2009/72/ЕО и третия енергиен пакет

се анализират и формират изисквания, целящи разширяването на пазара на електрическа енергия в сектора на средните и малките стопански потребители.

В изпълнение на Закона за енергетиката и 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.

Цената за мрежовите услуги през разпределителните мрежи е диференцирана на цена за пренос през електроразпределителните мрежи и цена за достъп до мрежите. Регулираните от ДКЕВР цени за достъп и пренос на електроразпределителните дружества, съгласно Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия, се определят въз основа на признатите от регулатора необходими приходи за поддръжка и експлоатация на съответната електроразпределителна мрежа.

Нов момент, свързан с определянето на тарифата за достъп през 2011 г. е въвеждането на цена за достъп за част от стопанските потребители (на територията на югоизточна България), която се формира на база договорена предоставена мощност (ангажиран капацитет), определена в лв./кВт/ден. Въвеждането на тази нова тарифа е свързано с прилагане на принципа за „справедливи цени“, т.е. всеки клиент да заплаща разходите, които сам предизвиква. Чрез тази промяна в тарифната структура се очаква да се постигне ефективно използване на ангажираните капацитети, което е свързано и с оптимизиране на разходите за експлоатация и поддръжка на електроразпределителната мрежа. Също така се цели постигане на по-висока сигурност и развитие на мрежата, съгласно реалните нужди на потребителите.

Основните групи потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи през 2011 г. са, както следва:

- Стопански потребители на средно напрежение;
- Стопански потребители на ниско напрежение;
- Битови потребители присъединени на ниско напрежение;

Крайните цени, които заплащат тези потребители на регулирания пазар включват освен цената за енергия и мрежови услуги, както следва:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа;
- Цена за пренос през електропреносната мрежа;
- Цена за достъп до електроразпределителната мрежа;
- Цена за пренос до електроразпределителната мрежа, разделена по нива на напрежение – съответно на СН и НН.
- Добавка към цената за пренос през електропреносната мрежа за „зелена енергия“, и
- Добавка към цената за пренос през електропреносната мрежа за „високо ефективно-комбинирано производство“.

Утвърдените през 2011 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 0,00357 EUR/kWh.

Цената за пренос по електропреносната мрежа се заплаща на Преносната компания от всички ползватели на мрежата и е в размер на 0,00477 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 0,001902 EUR/kWh.

Добавка към цената за пренос за високоефективно комбинирано производство, която се заплаща на Преносната компания от всички потребители като общо задължение от всички потребители и е в размер на 0,001462 EUR/kWh.

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

В изпълнение на изискванията на Правилата за търговия с електрическа енергия през 2011 г. се постигна пълно отделяне на цената на енергията и мрежовите услуги за потребителите на регулирания пазар, като по този начин се създават предпоставки за разширяване на дела на свободния пазар. В таблицата по-долу са представени усреднени стойности на отделните тарифи по групи потребители, утвърдени през 2011 г.

Утвърдени цени от ДКЕВР през 2011 г. в EUR/kWh			
Тарифи	Стопански потребители на СН	Стопански потребители на НН	Битови потребители
Средна цена за енергия	0,0394	0,0496	0,0355
Мрежови услуги СН и НН	0,0072	0,0232	0,0232
Мрежови услуги ВН	0,0080	0,0080	0,0080
Добавка за зелена енергия	0,0019	0,0019	0,0019
Добавка за високо-ефективно комбинирано производство	0,0015	0,0015	0,0015
Обща средна продажна цена	0,0580	0,0842	0,0702

*\*Посочените стойности на цените са без ДДС и акциз за стопански потребители.*

Стойността на мрежовите услуги за средно и ниско напрежение включва цената за достъп до електроразпределителната мрежа и цената за пренос за съответното ниво на напрежение.

Мрежовите услуги за мрежи високо напрежение включват цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос до електропреносната мрежа.

Добавките за зелена енергия и високо-ефективно комбинирано производство са класифицирани като разходи произтичащи от „задължения към обществото“ и се заплащат от всички потребители в страната, търговци на електрическа енергия и износ.

### 3.3 Защита на потребителите

o Съответствие с Приложение 1 (Член 37(1)(н))

o Услуги произтичащи от задължения към обществото

o Определение за уязвими потребители

o Гарантиране на достъп до данни за потреблението (Член 37(1)(п))

Средствата за търговско измерване, включително управляващите тарифите устройства се разполагат така, че потребителят да има възможност да наблюдава показанията на средствата за търговско измерване. В случай, че за гарантиране на живота и здравето на гражданите, собствеността, качеството на електрическата енергия, непрекъснатостта на електроснабдяването и сигурността и надеждността на енергийната система, средствата за търговско измерване са поставени на място, до което достъпът е затруднен, електроразпределителното предприятие се задължава да осигури за своя сметка възможност за визуален контрол до 3 (три) дни след писмено заявление от потребителя.

Отделно от това енергийните дружества са открили във всеки областен град на обособената им лицензионна територията център за обслужване на клиенти и собствени сайтове в интернет за достъп на всеки потребител до тях.

Другото основно направление на инвестиционната политика на електро разпределителните дружества е свързано с подобряването на обслужването на клиентите. Значителна част от тези вложения беше насочена към внедряването на единната информационна система за всички компании на ЧЕЗ, ЕВН и Е-ОН в България, която позволява ползване на услуги от централите за обслужване на клиенти и заплащане сметки за електроенергия от всяко едно контактено място на територията на България, независимо от адреса на обекта на потребление. Бяха създадени общо за ЧЕЗ-31 броя центъра за обслужване на клиенти, ЕВН-39бр. и Е-ОН -10бр. Създадени бяха единен телефонен център за информация и справки, който да обслужва всички клиенти на всяка лицензионна територия.

През 2011 г. 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, 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, 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.

С изменението на ЗЕ бе въведено и понятие за тази група клиенти, като съгласно § 1, т. 66в от Допълнителните разпоредби на закона уязвими клиенти са битови клиенти, получаващи целеви помощи за електрическа енергия, топлинна енергия или природен газ, съгласно Закона за социално подпомагане. Изрично е предвидено и задължение за енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, в общите условия за снабдяване и ползване на мрежите и в правилата за работа с потребителите на енергийни услуги определят специални процедури за предоставяне на уязвими клиенти на информация, свързана с потреблението, и за преустановяване снабдяването на уязвими клиенти.

### **3.4 Сигурност на доставките (ако и доколкото е в компетенциите на НРО)**

Въвеждане на мерки за сигурност Член 42

Традиционно страната е нетен износител на електрическа енергия в региона, като през 2011 г. делът на продадената електрическа енергия на регионалния пазар възлиза на над 31 % от общото нетно производство в страната.

При представеното в предходните раздели на доклада установено регионално сътрудничество и оперативни договорености за координирано разпределение на трансграничния капацитет със съседните системни оператори, както и съгласуваната



взаимопомощ при аварийни събития, осигуряват сигурно и надеждно функциониране, както на вътрешния, така и на външния пазари на електроенергия.

## **Наблюдение на баланса между доставки и потребление**

о Член 4

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.

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия електропреносната мрежа на страната няма значими проблеми, свързани със сигурност на доставките и претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети. В резултат на чувствително нарастване през 2011 г. на електроенергийните мощности от ВЕИ в страната, главно от вятърна енергия в североизточна България, възникват определени трудности при присъединяването на нови мощности към преносната и разпределителната мрежи поради ограничен капацитет. Във връзка с това в Министерството на икономиката, енергетиката и туризма, съгласно действащия Закон за енергетиката, и в ДКЕВР е в процес на разглеждане за одобряване План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2010 – 2020 г. Съгласно действащата законово-нормативна уредба ДКЕВР разглежда и одобрява инвестициите и графици за разширение на мрежите на преносното и на електроразпределителните предприятия.

## **4 Пазар на природен газ**

### **4.1 Регулиране на мрежите**

#### **4.1.1 Отделяне**

о Членове 10,11 2009/72/ЕК и Член 3 Регламент (ЕК) 715/2009

о Член 26

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 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, а именно постигането на напълно действащ вътрешен пазар с недискриминационен достъп до газопреносните мрежи и справедливо определяне на цените на природния 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. 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.

С изменението на ЗЕ, обнародван в ДВ бр. 54 от 17.07.2012 г. в чл. 21, ал. 1, т. 27 е предвидено правомощието на ДКЕВР да сертифицира операторите на преносни системи: сертифицира операторите на електропреносната мрежа и на газопреносни мрежи за спазване на изискванията за независимост, наблюдава тяхното спазване и изпраща съответните уведомления до Европейската комисия. В чл. 81а, ал. 1 е предвидено, че Комисията сертифицира всеки оператор на преносна мрежа за изпълнението на изискванията за независимост и наблюдава тяхното спазване от сертифицирания оператор. Комисията открива процедури за сертифициране по ал. 1 по своя инициатива, по искане на преносния оператор или по мотивирано искане на Европейската комисия. Комисията приема проект на решение за сертифициране или отказва сертифициране в срок 4 месеца от датата на постъпването на искането за сертифициране или от образуването на производството по нейна инициатива или по искане на Европейската комисия. В случай че в посочения срок комисията не се произнесе изрично, се смята, че проектът на решение за сертифициране е приет.

По отношение на газоразпределителните предприятия, в Р България не се прилагат параграфи 1, 2 и 3 на чл. 26 от Директивата, поради факта, че всички 27 от тях обслужват по-малко от 100 000 присъединени клиенти.

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

Всички газоразпределителни компании са юридически разделени. 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 100 000. крайни потребители на природен газ.

#### **4.1.2 Техническа експлоатация**

о Балансиращи услуги (Член 41(6)(б), Член 41(8), Стандарти за сигурност и надеждност, качество на услугите и доставките (Член 41(1)(з))

о Време изразходвано за наблюдението на свързването и ремонта (Член 41(1)(м))

о Наблюдение на достъпа до съхранение, временно съхранение и други допълнителни услуги (Член 41(1)(н))

о Наблюдение на правилното прилагане на критериите, които определят модела от достъп до съхранение (Член 41(1)(т))

о Мониторинг на мерките за защита (Член 41(1)(у))

• В изпълнение на изискванията на чл. 41, § 6, (б) от Директива 2009/73/ЕО, с Решение №Р-119/26.08.2010 г. ДКЕВР одобри „Методика за изчисляване и

окончателни тарифи при дисбаланс”, която “Булгартрансгаз” ЕАД е оповестила публично, съгласно задължението по чл. 7, параграф 3 от Регламента. Цените при дисбаланс отразяват възможно най-точно разходите, като същевременно осигуряват подходящи стимули за потребителите на мрежата да балансират подаването и изтеглянето на газ от системата, както и предотвратят взаимно субсидиране между потребители на мрежата и не водят до пречки при влизане на нови участници на пазара.

С изменението на ЗЕ, обнародван в ДВ бр. 54 от 17.07.2012г. в чл. 21, ал. 1, т. 36 е предвидено правомощието на ДКЕВР да насърчава интеграцията на пазарите и подкрепя свързаните с това научноизследователски дейности.

В съответствие с разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 9 и т. 10 от изменения и влязъл в сила ЗЕ, по предложение на енергийните предприятия приема правила за търговия с електрическа енергия и правила за търговия с природен газ, както и технически правила на съответните мрежи и системи, включващи правила за сигурност и надеждност, контролира спазването им и извършва преглед и контрол на резултатите от минали периоди; както и приема и контролира спазването на правила за снабдяване с електрическа енергия от крайните снабдители и доставчиците от последна инстанция и правила за снабдяване с природен газ от обществения доставчик и от крайните снабдители като част от правилата по т. 9, включващи норми за качество на услугите и доставките, както и правила за снабдяване на клиентите с топлинна енергия, включващи норми за качество на услугите и доставките.

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 Оператора на преносната система 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.

В новия ЗЕ, като част от транспонирането на Третия енергиен либерализационен пакет, лицензията за транзитен пренос на природен газ, издадена на „Булгартрансгаз“ ЕАД, се изменя на лицензия за пренос на природен газ за остатъка от срока на валидност на лицензията за транзитен пренос.

- Задължението по чл. 41, §1 (м) от Директивата е транспонирано в новия ЗЕ, а именно в чл. 76, ал. 4, т. 10, 11 и 12 като част от контролните правомощия на ДКЕВР: Комисията текущо контролира съответствието на изпълнението на лицензионната дейност с условията на лицензията, включително: времето, за което операторите на електропреносни/електроразпределителни и газопреносни/газоразпределителни мрежи извършват свързвания към мрежите, ремонти и междусистемни връзки; спазването на правилата за работа с потребителите на енергийни услуги; спазването на изискванията, определени в Регламент (ЕО) № 714/2009 и Регламент (ЕО) № 715/2009;

- Във връзка с изискването на чл. 41, §1 (н) от Директивата, чл. 76 ал. 4, т. 2 на ЗЕ предвижда текущ контрол на изпълнението на задълженията за предоставяне на достъп до мрежите, до съоръженията за съхранение и услуги по временно съхранение на природен газ, както и правилното прилагане на условията за предоставяне на достъп.

Операторът на ПГХ „Чирен“ разработи през 2011 г. „Правила за предоставяне на достъп до Подземно газово хранилище „Чирен“, които уреждат реда и условията за предоставяне на достъп съобразно чл.172б, ал.1 от Закона за енергетиката и са приети с Решение на Съвета на директорите на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Прилагането на Правилата не може да води до възпрепятстване на ползвателите на газохранилището и се основава на следните принципи: равнопоставеност на ползвателите на газохранилището; прозрачност и недопускане на дискриминация при предоставяне на достъп до газохранилището.

#### **4.1.3 Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп**

о Член 41(1)(а), Член 41(6)(а), Член 41(8), Член 41(10) и Член 41(12)

о Превенция на кръстосаното субсидиране (Член 41(1)(е))

о Регулиран и договорен достъп до съхранение 41(1)(г)

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 „post stamp“. Очаква се ОПС да въведе тарифен модел „entry-exit“, в изпълнение на изискванията на Трети енергиен либерализационен пакет.

В новия ЗЕ чл. 197, ал. 9 е уреден достъпа и условията за ползване на чужди газови съоръжения. Присъединените към газопреносната мрежа клиенти при техническа възможност и свободен капацитет предоставят ползването на собствените си съоръжения на съответния оператор на газоразпределителна мрежа, получил лицензия, за целите на разпределението на природен газ до други клиенти на територията, определена в лицензията. Ползването се предоставя след сключване на договор по цена, определена по методика, одобрена от комисията. В договора с лицензианта се договарят условията на ползването, включително условията за оперативно управление и измерване на газа, доставян до всеки от клиентите, включително до лицето, предоставящо ползването, за гарантиране на единно оперативно управление и измерване на доставяните до клиентите количества природен газ. При непостигане на съгласие комисията разпорежда предоставянето на ползването и заплащането на цена, определена от комисията по методиката.

В Допълнителните разпоредби на ЗЕ са разписани сроковете за образуването на новите цени: срок до 6 месеца от влизането в сила на закона комисията издава указания за образуване на цени за достъп и пренос по газопреносна мрежа или одобрява методика за определяне на цени за достъп и пренос по газопреносна мрежа, когато към датата на влизане в сила на закона не са определени такива цени или методика, които са в съответствие с изискванията на Регламент (ЕО) № 715/2009, в изпълнение на чл. 41, §1 а.

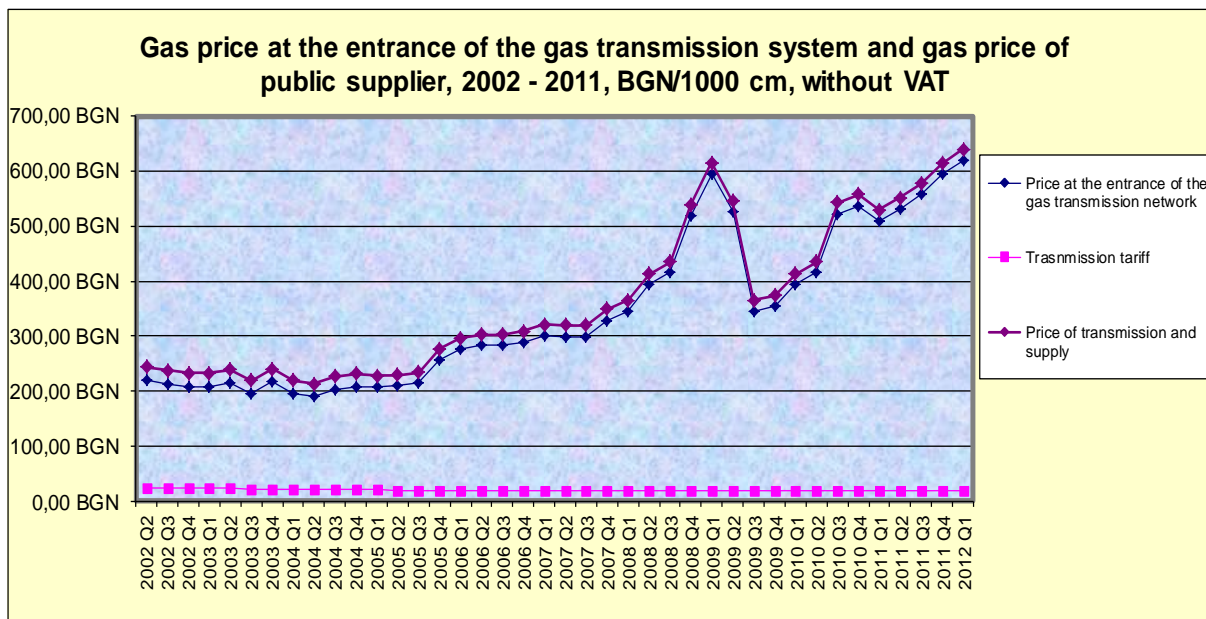
Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа се образува от обществения доставчик като среднопретеглена стойност при отчитане на заявените за доставка количества природен газ от внос за вътрешния пазар и от местни добивни предприятия с цел продажба през следващ период, условията по договорите 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 до 2%.

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.), и влязла в сила на 01.01.2010 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 с природен газ от краен снабдител.

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

Регулирането чрез метода „Горна граница на цени” се прилага от 2008 г., като за отчетната 2011 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 присъединените потребители към газоразпределителните мрежи са малко. Прилаганият от ДКЕВР регулаторен механизъм осигурява балансиран стимул 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, 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.

### ***Средни цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа, 2011 г.:***

*Небитови потребители: 1245 EUR/потребител*

*Битови потребители: 253 EUR/ потребител*

**Средни цени за разпределение през газоразпределителната мрежа, 2011 г.:**

*Небитови потребители: 63.93 EUR/1000 м3*

*Битови потребители: 117.93 EUR/1000 м3*

В новото българско законодателство, и по-конкретно в чл. 30 на ЗЕ, в линията на изискванията на Третия пакет, е застъпено и допълнено задължението на ДКЕВР да регулира цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение. В чл. 21, ал. 1, т. 13. е фиксирано, че ДКЕВР определя правилата за достъп до електропреносната и газопреносната мрежа, съответно до електроразпределителната и газоразпределителната мрежа и съоръженията за съхранение на природен газ, включително норми за качество на услугите и доставките, и при необходимост ги преразглежда с оглед осигуряване на ефективен достъп. Съгласно чл. 22, ал. 1, т. е уредено задължението на Комисията да разглежда жалби на ползватели на мрежи и съоръжения срещу оператори на преносни и разпределителни мрежи, добивни предприятия, оператори на съоръжения за съхранение на природен газ и оператори на съоръжения за втечен природен газ, свързани с изпълнението на задълженията им по закона. Във връзка с контролните си правомощия, ДКЕВР следи за изпълнение на задълженията за предоставяне на достъп до съоръженията за съхранение и услуги по временно съхранение на природен газ, както и правилното прилагане на условията за предоставяне на достъпа.

#### **4.1.4 Трансгранични въпроси**

o Достъп до трансграничната инфраструктура, включително разпределение и управление на претоварването (Член 41(6)(в), Член 41(8), Член 41(9), Член 41(10) и Член 41(12))

o Сътрудничество (Член 41(1)(в))

o Наблюдение на инвестиционните планове и оценка на съвместимостта с плана за развитие на мрежата в Общността Член 41(1)(ж)

Операторът на преносната система има задължението да осигурява достатъчен трансграничен капацитет с оглед интегриране на европейската газопреносна инфраструктура при удовлетворяване на всички икономически разумни и технически осъществими искания за капацитет и с оглед спазване на изискванията за сигурност на доставките на газ. ДКЕВР има правомощието да осъществява сътрудничество по въпроси от трансграничен характер с регулаторните органи на други държави – членки на Европейския съюз и с АСРЕ, и да сключва споразумения за сътрудничество с национални регулаторни органи. За отчетната 2011 г. не са сключвани споразумения за сътрудничество.

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.м3. 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 Оператора на преносната система 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.

В новия ЗЕ, в линията на транспонирането на Третия енергиен либерализационен пакет, лицензията за транзитен пренос на природен газ, издадена на „Булгартрансгаз“ ЕАД, се изменя на лицензия за пренос на природен газ за остатъка от срока на валидност на лицензията за транзитен пренос.

След влизане в сила на новия ЗЕ, съгласно разпоредбата на чл. 21, ал. 1, т. 30, ДКЕВР има правомощието да контролира изпълнението на инвестиционните планове на операторите на електропреносни и газопреносни мрежи и да представя в годишния си доклад оценка на инвестиционните планове на операторите по отношение на съответствието им с 10-годишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

#### **4.1.5 Съответствие**

о Съответствието на регулаторните органи със обвързващите решения на Агенцията и Комисията (Член 41(1)(г)) и с Насоките (Член 43))

о Съответствие на преносните и разпределителни компании, притежателите на системите и газовите предприятия със съответното законодателство на Общността, включително и трансграничните въпроси (Член 41(1)(б), Член 41(1)(с), Член 41 (3) и Член 41(5)) + налагане на санкции (Член 41(4)(г))

о Правомощие за извършване на разследване и въвеждането на мерки за подпомагане на конкуренцията и т.н. (Член 41 т(4)(б) + 41(5)(а))

о Правомощие за изискване на информация от газовите предприятия (Член 41(4)(в))

В ЗЕ, чл. 21, ал. 1, т. 31 е транспонирано задължението на Регулатора по чл. 41, §1 г от Директивата, а именно да прилага и контролира изпълнението на правно обвързващи решения на Европейската комисия или на АСРЕ. Регулаторът също така има за задача да осигурява изпълнение на задълженията по Директива, по Регламент (ЕО) № 715/2009 и на съответното законодателство на Общността на операторите на преносни и разпределителни системи, както и на всички предприятия за природен газ.

Предстои процедура по сертифициране на независим преносен оператор, като до шест месеца след влизане в сила на ЗЕ „Булгартрансгаз“ ЕАД е длъжен да подаде в ДКЕВР искане за сертифициране, и в рамките на законоустановения срок от четири месеца ДКЕВР има задължението да издаде съответния сертификат. След приключване на процеса по сертифициране, ще стартира наблюдение на изпълнение на задълженията на НПО, и осъществяване на правомощието за налагане на санкции при неизпълнение. Съгласно чл. 21, ал. 3, във връзка с осъществяването на правомощията си по регулиране дейността на независим преносен оператор на електропреносната мрежа и на газопреносни мрежи комисията:

1. налага санкции за дискриминационно поведение на операторите в полза на вертикално интегрираното предприятие;
2. наблюдава комуникациите между оператора и вертикално интегрираното предприятие, за да се гарантира, че операторът изпълнява задълженията си;
3. действа като орган за уреждане на спорове между вертикално интегрираното предприятие и оператора;
4. изисква информация и документи, касаещи търговските и финансовите отношения, включително заемите между вертикално интегрираното предприятие и оператора;
5. одобрява търговски и финансови споразумения между вертикално интегрираното предприятие и оператора в случаите, когато те влияят на условията за развитието на пазара;
6. изисква обосновка от вертикално интегрираното предприятие във връзка с представените от отговорника по съответствието решения относно плана за развитие на мрежата или отделни инвестиции на оператора, включително по отношение на



спазването на изискванията за недискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие;

7. извършва проверки в обектите на вертикално интегрираното предприятие и на оператора;

8. одобрява 10-годишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на наредбата по чл. 60;

9. възлага всички или определени задачи на независимия преносен оператор на независим системен оператор, предложен от собственика на мрежата, в случай че операторът нарушава системно задълженията си, свързани с изискванията за независимост, съгласно глава осма „а“, раздел II, включително при системно дискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие.

#### **4.1.6 Уреждане на спорове**

о Член 41(11) и Член 41(4)(д)

Уреждането на спорове е уредено в чл. 22 на ЗЕ. Съгласно ал. 1, Комисията разглежда жалби на:

1. ползватели на мрежи и съоръжения срещу оператори на преносни и разпределителни мрежи, добивни предприятия, оператори на съоръжения за съхранение на природен газ и оператори на съоръжения за втечен природен газ, свързани с изпълнението на задълженията им по този закон, и на потребители срещу В и К оператори, свързани с предмета на регулиране по Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги;

2. клиенти срещу доставчици на енергия и природен газ, включително крайни снабдители, свързани с изпълнението на задълженията им по този закон;

3. лицензианти срещу лицензианти, свързани с изпълнението на лицензионната дейност по този закон, както и на В и К оператори срещу В и К оператори, свързани с предмета на регулиране по Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги;

4. членовете на органите на оператора на преносна мрежа, на отговорниците по съответствието при оператор на преносна мрежа и на лицата по чл. 81д, ал. 9 при прекратяване на техните правоотношения в предвидените от този закон случаи.

В двумесечен срок от подаване на жалба по ал. 1, т. 1, 2 и 3 и ал. 2 комисията може да съдейства за доброволно уреждане на спора. Срокът може да бъде продължен с още два месеца, ако естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация от комисията. Когато не е постигнато доброволно уреждане на спора или при отказ на страна от доброволно уреждане, комисията взема решение по жалбата в срок два месеца след получаването ѝ. Този срок може да бъде удължен с още два месеца, ако естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация от комисията. Със съгласие на жалбоподателя удълженият срок може да бъде продължен с още два месеца. В случаите, когато комисията приеме жалба за основателна, тя с решението дава задължителни указания по прилагането на закона.

Комисията разглежда жалби и на:

1. независимия преносен оператор срещу вертикално интегрираното предприятие и на вертикално интегрираното предприятие срещу независимия преносен оператор – след определяне на независим преносен оператор;

2. независимия системен оператор срещу собственика на преносната мрежа и на собственика на преносната мрежа срещу независимия системен оператор – след определяне на независим системен оператор, като взема решение по жалбата в срок два месеца след получаването ѝ; този срок може да бъде удължен с още два месеца, ако

естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация от комисията; със съгласието на жалбоподателя удълженият срок може да бъде продължен с още два месеца.

## **4.2 Подпомагане на конкуренцията**

### **4.2.1 Пазари на едро**

#### **4.2.1.1 Мониторинг на цената**

о Член 41(1)(и) и Член 41(1)(й)

В изпълнение на чл. 21, ал. 1, т. 35 от новия ЗЕ, респективно чл. 41, §1, т. и и т. й от Директивата, Комисията наблюдава степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията в секторите на едро и на дребно, като следи за свързването с енергийните пазари на други държави – членки на Европейския съюз.

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 „post stamp”. Очаква се ОПС да въведе тарифен модел „entry-exit”, в изпълнение на изискванията на Трети енергиен либерализационен пакет.

В Допълнителните разпоредби на ЗЕ са разписани сроковете за образуването на новите цени: срок до 6 месеца от влизането в сила на закона комисията издава указания за образуване на цени за достъп и пренос по газопреносна мрежа или одобрява методика за определяне на цени за достъп и пренос по газопреносна мрежа, когато към датата на влизане в сила на закона не са определени такива цени или методика, които са в съответствие с изискванията на Регламент (ЕО) № 715/2009, в изпълнение на чл. 41, §1 а.

#### **4.2.1.2 Наблюдение на нивото на прозрачност, включително и съответствието със задълженията за прозрачност, както и нивото и ефективността на отварянето на пазара и конкуренцията**

Както е залегнало в чл. 21, ал. 1, т. 29 от ЗЕ, ДКЕВР допринася за съвместимостта на процесите за обмен на данни относно най-важните пазарни процеси на регионално равнище, като гарантира необходимата степен на поверителност на информацията.

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 природен газ, от 01.07.2007 г. всички потребители имат право да избират своя доставчик на природен газ, или пазара е 100% либерализиран.

Новите контролни правомощия на ДКЕВР, по-конкретно чл. 76, ал. 4, т. 9 включват наблюдение на наличието на ограничаващи договорни практики и разпоредби за изключителност, които може да възпрепятстват небитови клиенти да сключват договори едновременно с повече от един доставчик или да ограничат избора им на доставчици.

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 два вътрешни („Мелроуз Рисорсиз” ООД и „Проучване и

добив на нефт и газ” АД). Газопреносната мрежа е собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД, към която мрежа са присъединени ГРД и около 400 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.

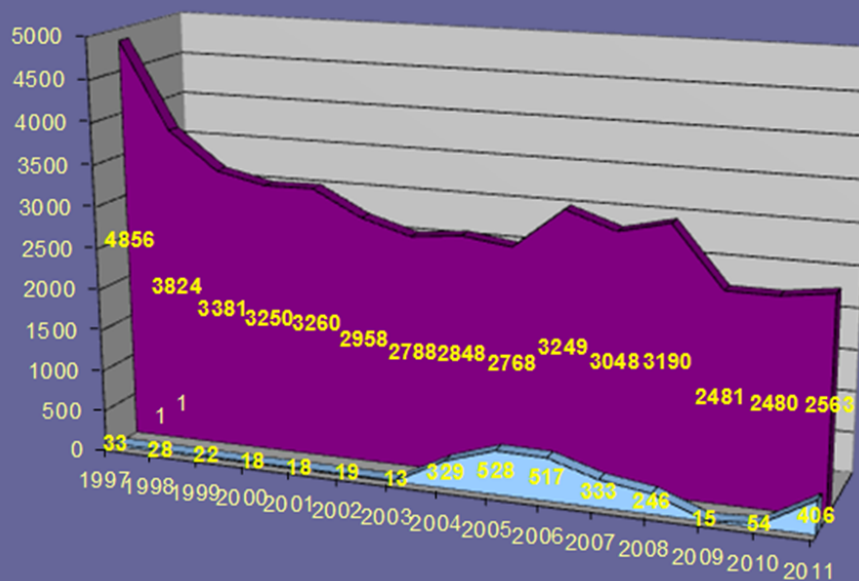
Вносът се осъществява от единствен вносител – „Булгаргаз” ЕАД, който е част от Български енергиен холдинг (БЕХ ЕАД). БЕХ ЕАД беше създаден през септември 2008 г. със 100% държавно участие, като обект на дейността му са генериране, производство, пренос, транзитен пренос, съхранение, управление, разпределение, 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 (функционира като комбиниран оператор и извършва дейности по съхранение, транзитен пренос и пренос на природен газ) и „Булгаргаз” ЕАД, действаща като обществен доставчик на природен газ.

Съгласно чл. 176, ал. 1 на ЗЕ, добивните предприятия или търговците на природен газ, от една страна, и общественият доставчик на природен газ, крайните снабдителни с природен газ, операторите на съоръжения за съхранение на природен газ, операторите на съоръжения за втечен природен газ, търговците на природен газ или клиентите – от друга, сключват сделки с природен газ помежду си при свободно договорени цени. За отчетната 2011 г. количествата, търгувани по свободно договорени цени от единствения в страната търговец на природен газ – „Дексия България“ ООД, са 32 млн. м<sup>3</sup>, доставени от добивното предприятие „Мелроуз Рисорсиз” ООД.

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” ООД. „Булгартрансгаз” ЕАД притежава и управлява преносните и транзитните газопроводи – високо налягане, както и подземното газово хранилище „Чирен”.

„Булгаргаз” ЕАД е единственият обществен доставчик, който търгува на регулирани от ДКЕВР цени, с пазарен дял от 84,16% от общия ресурс за 2011 г., а останалите 15.84% са от местен добив. Максималният часов поток на природен газ от внос е 0,0048 TWh/h. Местният добив на природен газ през 2011 г. е 406 млн. м<sup>3</sup>, реализирани от „Мелроуз Рисорсиз” ООД и „Проучване и добив на нефт и газ” АД. За сравнение, добивът през 2010 г. е само 54 млн. м<sup>3</sup>. Значимият ръст на добития природен газ в страната се дължи на разработените от „Мелроуз Рисорсиз” ООД две нови находища в Калиакра и Каварна. Българската страна експлоатира подземното газохранилище „Чирен”, с капацитет на активен газ около 450 млн. м<sup>3</sup>/годишно. През 2011 г. в него са нагнетени 349 млн. м<sup>3</sup> природен газ, а изтегленото количество е 368 млн. м<sup>3</sup>.

### Dynamics of the natural gas import and the local production for the period 1997-2011 (mln cm)

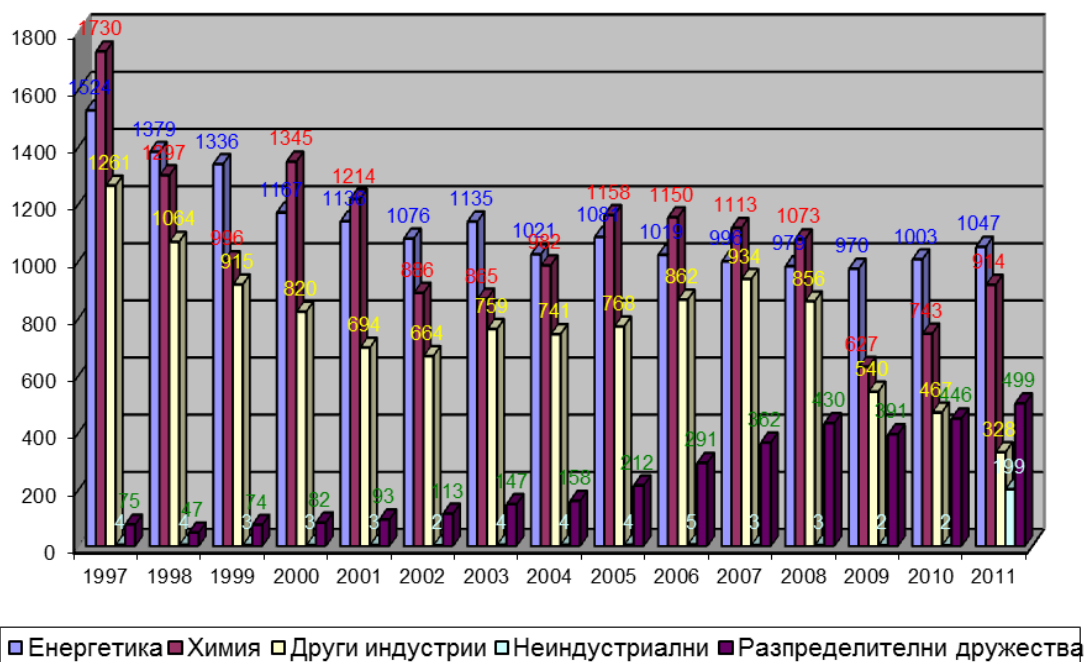


16.71% от консумацията на природен газ (вкл. количествата от местен добив) в страната се осъществява от 33 газоразпределителни компании, обслужващи 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 66 общини извън тези региони.

Общото потребление на природен газ от потребители на „Булгаргаз“ ЕАД е 2 987 млн. м<sup>3</sup>, като по отделни отрасли структурата на консумацията през 2011 г. е следната:

- Енергетика – 1047 млн.м<sup>3</sup>, или 35.05%
- Химическа индустрия – 914 млн.м<sup>3</sup>, или 30.5%
- Други индустрии – 328 млн.м<sup>3</sup>, или 10.98%
- Неиндустриални – 199 млн.м<sup>3</sup>, или 6.66%
- Разпределителни дружества – 499 млн.м<sup>3</sup>, или 16.71%

### Основни групи потребители в млн. м.куб.



Максималният обем на активния природен газ за 2011 г. в единственото към момента използваемо подземно газово хранилище възлиза на 518 млн.м<sup>3</sup> (в рамките на годината е вариал от 170 млн.м<sup>3</sup> до максимално 518 млн.м<sup>3</sup>), а обемът на буферния газ е 749.954 483 млн.м<sup>3</sup>. Количеството активен газ е около 17 % от общата годишна консумация на страната. Максималният капацитет на изтегляне от хранилището е 160 000 м<sup>3</sup>/час. До този момент има подадено 1 заявление за достъп до услугата по съхранение, на което операторът на ПГХ „Чирен“ не е дал отговор. 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 „първ заявил-първ обслужен“ (first come-firs served), както и пропорционален метод за разпределяне на заявките според количествата, като вторият 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.

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

- „Рилагаз“ ЕАД – 14,59%
- „Ситигаз България“ ЕАД – 14,26%
- „Овергаз Изток“ АД – 13,83%
- „Софиягаз“ ЕАД – 12,08%
- „Овергаз Север“ ЕАД – 11,57%

При газоразпределителните дружества дяловете на отделните групи потребители са следните:

- Стопански потребители – 8.55%, 5 370 потребители;
- Битови потребители – 91.45%, 57 427 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 2011 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 6 лицензирани дружества, съгласно новия метод на ценово регулиране – „горна граница на цени”.

### Среднопретеглени цени на природния газ за 2011 г. (без ДДС)

Дименсия	лв./1000 м <sup>3</sup>	лв./GJ	Лв./KWh	евро/KWh	ct/KWh
Цена за 2011 при продажба от общественя доставчик	546,44	16,31	0,059	0,03	3,00
Промишлени потребители	557,33	16,64	0,06	0,03	3,06
ОА и Т	730,25	21,80	0,08	0,04	4,01
Битови потребители	749,52	22,38	0,08	0,04	4,12

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 – 0.3‰ (на всеки 1000 потребители).

През 2011 г. в газоснабдителните дружества са получени общо 228 бр. жалби на потребители. Основните теми в жалбите на гражданите са проблеми с отчитането на разходомерите и проблеми, свързани с присъединяването на нови потребители. В някои случаи се касае за неизпълнение на задължения по условията на лицензиите. Удовлетворени са 201 бр. или 80% от жалбите.

През 2011 г. в газоразпределителните дружества са изпълнени общо 6 броя проверки, от които 2 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. За извършените проверки са съставени констативни протоколи и са дадени задължителни указания със срокове на изпълнение.

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 (ЕО) № 715/2009 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).

## **4.2.2 Пазар на дребно**

### **4.2.2.1 Мониторинг на цената**

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 присъединените 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, 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.

**Средни цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа, 2011 г.:**

*Небитови потребители: 1245 EUR/потребител*

*Битови потребители: 253 EUR/потребител*

**Средни цени за разпределение през газоразпределителната мрежа, 2011 г.:**

*Небитови потребители: 63.93 EUR/1000 m<sup>3</sup>*

*Битови потребители: 117.93 EUR/1000 m<sup>3</sup>*

**4.2.2.2 Наблюдение на нивото на прозрачност, включително и съответствието със задълженията за прозрачност, както и нивото и ефективността на отварянето на пазара и конкуренцията**

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 централите 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.

ДКЕВР осигурява наблюдение върху задълженията на енергийните предприятия относно предоставяне на информация за: начините на плащане, цени за спиране или възстановяване на снабдяването, цени за услуги по извършване на поддръжка и други цени на услуги, свързани с лицензионната дейност; процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си; реално потребените количества и извършените разходи без задължение за допълнително плащане за тази услуга; изготвяне на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика; дела на всеки енергиен източник в общата доставена енергия от доставчика през предходната календарна година по разбираем и ясно съпоставим начин;

В ДКЕВР ежегодно се изисква информация за постъпили жалби в газоразпределителните дружества. Броят на жалбите, получени в



газоразпределителните дружества е незначителен по брой – 0.8‰ (на всеки 1000 потребители).

Постъпилите жалби в Комисията към сектор „Газоснабдяване” са 26 броя или 0.97% от общия брой постъпили жалби.

Комисията извършва наблюдение и текущ контрол върху газоразпределителните компании за изпълнение на заложените в одобрените им бизнес планове параметри, свързани със задълженията им по лицензиите за разпределение и снабдяване с природен газ. След извършен анализ беше установено, че изпълнението на бизнес плановете е на задоволително ниво, на фона на общата икономическа ситуация в региона на Югоизточна Европа.

Газоразпределителни дружества, 2011 г.	Изградена мрежа	Инвестиции	Брой потребители		Консумиран пр. газ, хнмЗ	
	м.	Хил. лв.	небитови	битови	небитови	битови
<b>Общо</b>	<b>304 832</b>	<b>51 732</b>	<b>5 370</b>	<b>57 427</b>	<b>437 694</b>	<b>69 227</b>

#### **4.2.4 Извършване на разследвания и въвеждане на мерки за повишаване на ефективността на конкуренцията**

През 2009 г. стартира процедурата по нарушение срещу Република България с официално уведомително писмо от Европейската комисията от 26 юни 2009 г. за насочване на вниманието по отношение на степента на изпълнение на Регламент (ЕО) № 1775/2005 от 28 септември 2005 година относно условия за достъп до газопреносните мрежи и Насоките, приети съгласно чл. 9 от Регламента (нарушение № 2009/2183 по описа на ЕК).

Българските власти отговориха на ЕК на 26 август 2009 г., чрез Постоянното представителство на България към ЕС, като представиха българската гледна точка по споменатите въпроси. Европейската комисия изпрати мотивирано становище по нарушение № 2009/2183 на 28 юни 2010 г. От страна на Република България отговор по мотивираното становище беше представен на 27 август 2010 г.

На 26 април 2012 г. в Секретариата на Съда на Европейския съюз постъпи искова молба, подадена в съответствие с разпоредбите на чл. 258 от Договора за функциониране на Европейския съюз от страна на Европейската комисия срещу Република България. Делото е вписано в регистъра на Съда под № С-198/12. Официалното уведомително писмо и мотивираното становище се позовават и на нарушения на разпоредбите на Регламент (ЕО) № 1775/2005, които не съставляват предмет на исковата молба.

В официалното уведомително писмо и в мотивираното становище като основание за неизпълнение на задълженията по Регламент (ЕО) № 1775/2005 за предоставяне на максимален капацитет на мрежата съгласно член 5, параграф 1 и член 4, Комисията посочва неосигуряване от страна на „Булгартрансгаз” в точките, в които системата се свързва със системите на Румъния и Гърция, на капацитет за пренос в обратна посока при режим на прекъсване на доставките. Също така, според Комисията, при неосигуряване на капацитет за пренос в обратна посока биха се нарушили и задълженията за прилагане на механизмите за разпределяне на капацитета- чл. 5, параграф 2.

В отговора си по мотивираното становище, България е изложила своите аргументи по отношение на задължението за осигуряване на максимален капацитет.

### 4.2.3 Препоръки за цените на доставките

През изминалата 2011 г. българският регулаторен орган е давал препоръки, свързани с цените на доставяния природен газ в рамките на утвърждаване цените на обществения доставчик. При образуване цените на природния газ при продажба от обществения доставчик „Булгаргаз” ЕАД за формиране на среднопретеглената цена, ДКЕВР препоръчва закупуване на количества по договорите с най-ниски цени за доставка от внос и от местен добив на природен газ. Също така, регулаторът изследва цените от местен добив и дава становища за образуването им.

ДКЕВР публикува информация относно утвърдените действащи пределни цени, статистики и анализи.

### 4.3 Защита на потребителите

o Съответствие с приложение 1 (Член 41(1)(o))

o Гарантиране на достъп до данните за потреблението (Член 41(1)(p))

o Услуги произтичащи от задължения към обществото

o Определение за уязвими потребители

В ЗЕ е създаден нов Раздел VI - Мерки за защита на крайните клиенти, в изпълнение на изискването на чл. 41 на Директивата.

Чл. 38а, ал. 1 урежда: Договорите между потребители на енергийни услуги и енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, задължително съдържат: данни, идентифициращи енергийното предприятие, включително адрес; предлаганите услуги и условията и реда за тяхното предоставяне; средствата, чрез които може да се получи актуална информация за всички приложими цени на предлаганите услуги; срок на договора, условията за временно преустановяване, прекратяване на тяхното предоставяне и на договора; условията за едностранно прекратяване на договора от ползвателя на енергийни услуги и възможността за такова прекратяване без допълнително плащане; условията и реда за прихващане и възстановяване на суми при неспазване на изискванията за качество на договорените услуги, включително неточно или забавено фактуриране; правата на потребители на енергийни услуги, включително информацията относно процедурата по разглеждането и произнасянето по жалби; други условия съгласно предвиденото в този закон.

В чл. 38б е предвидено, че енергийните предприятия по чл. 38а, ал. 1 предоставят на своите потребители на енергийни услуги информация за: начините на плащане, цени за спиране или възстановяване на снабдяването, цени за услуги по извършване на поддръжка и други цени на услуги, свързани с лицензионната дейност; процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си; реално потребените количества и извършените разходи без задължение за допълнително плащане за тази услуга; изготвяне на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика; дела на всеки енергиен източник в общата доставена енергия от доставчика през предходната календарна година по разбираем и ясно съпоставим начин; съществуващи източници на обществено достъпна информация за въздействието върху околната среда по отношение най-малко на емисиите на въглероден диоксид и радиоактивните отпадъци – резултат от производството на електрическа енергия от различните енергийни източници, в общата доставена енергия от доставчика през предходната година; информацията относно средствата за уреждане на спорове.

Гореописаната информацията се представя във фактурите или заедно с тях в информационни материали и на интернет страниците на енергийните предприятия. По

този ред доставчиците на енергия и природен газ предоставят на потребителите на енергийни услуги и контролен списък, приет от Европейската комисия, съдържащ практическа информация за техните права.

Енергийните предприятия изготвят и представят за одобрение от комисията правила за работа с техните потребители на енергийни услуги. Правилата уреждат реда и сроковете за получаване, разглеждане, проверка и отговор на подадените жалби, сигнали и предложения, формата на данните за потреблението и процедурата, по която доставчиците и потребителите на енергийни услуги получават достъп до тях. Правилата се одобряват от комисията, публикуват се в един централен и в един местен всекидневник, както и на интернет страницата на лицензианта и влизат в сила след публикуването им. Правилата са част от общите условия на договорите, одобрени от комисията, когато с този закон са предвидени общи условия.

Енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, в общите условия за снабдяване и ползване на мрежите и в правилата за работа с потребителите на енергийни услуги определят специални процедури за предоставяне на уязвими клиенти на информация, свързана с потреблението, и за преустановяване снабдяването на уязвими клиенти.

В т. 66в от ДР на новия ЗЕ е предвидена дефиниция за уязвими клиенти, а именно: „Уязвими клиенти“ са битови клиенти, които получават целеви помощи за електрическа енергия, топлинна енергия или природен газ съгласно Закона за социалното подпомагане и подзаконовите нормативни актове по прилагането му.“

#### **4.4 Сигурност на доставките**

##### **Член 5**

Държавата е определила Министерство на икономиката, енергетиката и туризма за компетентен орган по гарантиране сигурността на доставките. Съгласно чл. 72а на ЗЕ, Министърът на икономиката, енергетиката и туризма след консултации с предприятията за природен газ и организации, представляващи интересите на битовите и небитовите клиенти, снабдявани с газ, и с комисията въвежда на национално равнище:

1. превантивен план за действие, в който се съдържат мерките, необходими за отстраняване или ограничаване въздействието на идентифицираните рискове, в съответствие с извършената оценка на риска;

2. план за действие при извънредни ситуации, в който се съдържат мерките, които трябва да бъдат предприети за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсване доставките на природен газ.

Оценката на риска беше извършена въз основа на елементите, посочени в Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и Съвета от 20 октомври 2010 г. от МИЕТ, съвместно с експерти от ДКЕВР и представители на енергийни предприятия.

##### **4.4.1. Наблюдение на баланса между доставки и потребление**

Доставките на природен газ за българския газов пазар се гарантират от сключените договори с:

- „Овергаз Инк.” АД
- WIEE
- ООО „ГАЗПРОМЕКСПОРТ”
- „МЕЛПРОУЗ РИСОРСИЗ” АД

Условията по договорите дават възможност „БУЛГАРГАЗ“ ЕАД да получава количества в размер, необходим за удовлетворяване потреблението на клиентите, в т.ч. дневни и месечни. Срокът на договорите с „Овергаз Инк.” АД и WIEE изтича в края на 2012 г. Същевременно, с Меморандума от декември 2006 г., ООО „ГАЗПРОМЕКСПОРТ” е поел ангажимент да гарантира доставките на природен газ за българския пазар до 2030 г. В настоящия момент се водят преговори по условията на нов договор за доставка на природен газ за българския пазар.

На този етап, доставка на природен газ се осъществява от един източник (Руската Федерация) по едно трасе – през териториите на Украйна, Молдова и Румъния. „БУЛГАРГАЗ” ЕАД в качеството му на обществен доставчик разполага и с резерви на газ, съхранявани в ПГХ „Чирен” наличност в ПГХ, собственост на Булгаргаз ЕАД към 1.1.2009 г.- 563 млн.м3, 1.1.2010 г.- 523 млн.м3, 1.1.2011 г. - 397 млн.м3, към 1.1.2012 г. – 379 млн.м3.

#### 4.4.2 Очаквано бъдещо потребление, налични доставки и предвиден идопълнителни мощности

**ПРОГНОЗИ за очаквано потребление на природен газ в Р.България през периода 2012-2017 г.**

ПЕРИОД	Млрд.ку б.м.	В т.ч. По отрасли								
		Отрасъл	Годишен	Енергетика		Химия	Металургия	Стр.материали /и цимент/	Стъкло и порцелан	Разпределителни дружества
Година	обем	Общо:	в т.ч. ел.енергия						Общо	
2012 г.	2,900	1,081	0,442	0,763	0,093	0,045	0,188	0,455	0,275	
Средно дневно в млн.м3	7788,414	2903,198	1187,062	2049,159	249,646	120,884	505,785	1221,975	737,767	
2013 г.	3,100	1,098	0,443	0,835	0,103	0,045	0,263	0,493	0,262	
Средно дневно в млн.м3	8415,373	2980,671	1202,584	2266,721	279,567	122,674	715,209	1338,316	712,215	
2014 г.	3,300	1,237	0,590	0,853	0,133	0,041	0,268	0,533	0,235	
Средно дневно в млн.м3	9067,449	3398,920	1621,150	2343,798	366,344	112,785	736,019	1464,530	645,053	
2015 г.	3,900	1,565	0,951	1,056	0,140	0,042	0,268	0,572	0,257	
Средно дневно в млн.м3	10639,068	4269,267	2594,296	2880,732	381,604	113,582	731,461	1560,397	702,026	
2016 г.	4,000	1,622	1,035	1,052	0,143	0,042	0,268	0,623	0,250	
Средно дневно в млн.м3	10988,877	4455,990	2843,372	2890,075	392,333	115,938	737,326	1711,518	685,698	

2017 г.	4,300	1,802	1,216	1,066	0,147	0,043	0,268	0,675	0,299
Средно дневно в млн.м3	11656,942	4885,072	3296,475	2889,837	398,190	116,290	726,645	1829,869	811,039

#### 4.4.3 Мерки за покриване на върхово потребление или недостига на доставчици:

- *Конфигурация на мрежата, действителни потоци на природен газ, включително възможности за физически потоци в двете посоки*

Съществува възможност за реверсивен физически поток на природен газ от Гърция и Турция (по 2,4 млн.куб.м/денонощие в случай на пълно прекъсване на доставките на руски природен газ). Реверсивен поток от Гърция е осъществен в края на газовата криза от месец януари 2009 г., на базата на подписано споразумение. Разменена е кореспонденция и предстои подписване на техническо споразумение с Турция. Конфигурацията на мрежата позволява относително големи акумулации на природен газ (лайнпек) за покриване на върховото потребление, тъй като не се използва целия капацитет на мрежата.

- *Съхранение на природен газ*

Дейностите по съхранение на природен газ се осъществяват в подземно газово хранилище „Чирен”, като наличният съхраняван природен газ в началото на есенно-зимния сезон 2011 г.—2012 г. възлиза на 504 млн.куб.м. Същите наличности са предназначени основно за компенсиране на неравномерното потребление на природен газ, както и за гарантиране на сигурността на доставките в случай на дефицит на природен газ.

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

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

Мярка: млрд.куб.м.

Години	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Общо:	3,200	3,300	3,800	3,900	4,000	4,300
Промишленост и други	3,140	3,233	3,725	3,804	3,903	4,192
Бит	0,060	0,067	0,075	0,096	0,097	0,108
% на бита	1,88	2,03	1,97	2,47	2,44	2,51

Голяма част от потребителите не поддържат резервно гориво и трайното и продължително преустановяване на доставките на природен газ би се отразило негативно на тези потребители в страната.

- *Проекти за изграждане на междусистемни газови връзки*



➤ Междусистемна газова връзка България-Гърция

Изграждането на междусистемната газова връзка България-Гърция /планираното трасе (около 160 км) на газопровода е Стара Загора – Димитровград – Комотини/ ще се осъществи от смесена компания с участието на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД и IGI Poseidon (50% Depra и 50% Edison). На 14 юли 2009 г. бе подписан Меморандум за разбирателство на корпоративно равнище. В допълнение, след одобрение на съответните министерства в трите държави, на 15 юли 2009г. бе изпратено съвместно предложение за безвъзмездно финансиране в рамките на Европейската енергийна програма за възстановяване. Съгласно решение на ЕК, ще бъде предоставено безвъзмездно финансиране в размер до 45 млн. евро за реализацията на проекта, чиято обща стойност възлиза на приблизително 160 млн. евро. Предпроектното проучване, извършено от Jacobs Consultancy UK Ltd., показва, че проектът е икономически, технически и екологично реализируем. В края на 2010г. е учредена проектна компания „АЙ СИ ДЖИ БИ“ АД, а в началото на 2011г. е обявена двустепенна процедура за избор на изпълнител за технически проект, ОВОС, ПУП-ПП. През м. август 2011г. е сключен договор за проектиране. Стартирано е проучването за ОВОС, като са извършени полевите дейности за периода есен-зима. Очаква се през 2012г. да бъде завършен предварителен проект на ПУП, както и да бъде направен избор на трасе за по-нататъшни детайлни проучвания. Предвижданият капацитет на съоръжението е до 3 млрд.м<sup>3</sup> с възможност за бъдещо увеличение до 5 млрд.м<sup>3</sup> на година. Съгласно изготвената пътна карта за реализация на проекта, се очаква междусистемната връзка да бъде пусната в експлоатация през м. декември 2014г.

➤ Междусистемна газова връзка България-Румъния

Проектът предвижда изграждане на газова връзка между България и Румъния. Общата дължина на газопровода ще бъде 25 км, а изграждането му ще струва около 28 млн. евро. Проектът се разработва от „Булгартрансгаз“ ЕАД и S.N.T.G.N. “Transgaz” S.A. – Румъния. Предложението за безвъзмездно финансиране в рамките на Европейската

енергийна програма за възстановяване бе направено на 13 юли 2009г. ЕК одобри безвъзмездно финансиране в размер до 8,9 млн. евро за проекта. Предвижданият капацитет на газопровода е 1,5 млрд.м<sup>3</sup> на година. Към настоящият момент, сухоземната част на проекта е с утвърден вариант на ПУП от Министерство на земеделието, съгласуван с общините и експлоатационните дружества по реда на Закона за устройство на територията. Извършен е първи етап от задължителните археологически проучвания и се подготвя втори етап. През м. февруари 2012 г., е предвидено да се проведе обществено обсъждане на ПУП в Община Русе. Избран е изпълнител на подводната част от проекта – прехода през река Дунав. Съгласно вътрешната дружествена процедура, предстои внасяне на проект на договор с избрания изпълнител, за утвърждаване от съвета на директорите на „БЕХ” ЕАД. Съгласно изготвената пътна карта за реализация на проекта, се очаква междусистемната връзка да бъде пусната в експлоатация през м. февруари 2013г.

➤ Междусистемна газова връзка България-Сърбия

Междусистемната газова връзка България-Сърбия ще предостави възможност за доставки на природен газ от други източници (различни от Русия) през българската национална газопрееносна система, която ще бъде рехабилитирана, модернизирана и разширена, до страните от Централна и Източна Европа (ЦИЕ). Проектът е приоритетен за България, а също така и със значително влияние по отношение гарантиране сигурността на доставките в региона. Дължината на газопровода ще бъде около 50 км на българска територия и 100 км на сръбска територия. Техническият капацитет на съоръжението се предвижда да бъде в диапазона 1,8 – 4,5 млрд.м<sup>3</sup> на година. Стойността на отсечката, намираща се на българска територия се очаква да възлиза на около 48 млн. евро. В периода м. юли 2011г. – м. ноември 2011г. е проведена процедура по реда на Закона за обществените поръчки с предмет: „Избор на консултант за извършване на предпроектно проучване за междусистемна газова връзка България – Сърбия на българска територия”. През м. януари 2012г. е сключен договор с избрания консултант, който предстои да изготви предпроектното проучване за период от максимум 12 месеца. Същевременно, с оглед гарантиране финансирането на проекта, както и спазване на заложените срокове за неговата реализация са предприети действия за прехвърляне на проекта към ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика”. Съгласно предварително изготвената пътна карта се очаква междусистемната газова връзка да бъде пусната в експлоатация в края на 2015г.

➤ Междусистемна газова връзка България-Турция

Основното предимство на Проектът за междусистемна газова връзка България-Турция (ITB) е, че българската страна ще има достъп директно до турската национална газопрееносна система, - основната транзитна страна на каспийския природен газ, която притежава шест входни точки, а още две са предвидени за изграждане. ITB би осигурила природен газ за България от алтернативни източници и входни точки, като Азербайджан и терминалите за LNG „Мармара Ереглиси” и “Алиага” (с възможни доставки от спот пазара на LNG) и за в бъдеще - от Египет, Ирак, Туркменистан и други. На 29.01.2010 г. България и Турция подписаха Меморандум за разбирателство, който подкрепя реализацията на проекта. Предварително проучване за българската отсечка от газопровода бе разработено от Междуведомствена работна група, сформирани от Министъра на икономиката, енергетиката и туризма. Предварително проучване, общо за целия проект, е в процес на разработване съвместно от „Булгартрансгаз” ЕАД и Боташ. На 01.02.2012г е изпратено от министър Трайчо Трайков до министър Танер Йълдъз предложение за подписване на меморандум за

сътрудничество при изграждане на нова газова връзка между двете държави. Дължината на газопровода ще бъде 75 км на българска територия. Максималният технически капацитет през първата фаза на проекта ще бъде до 3 млрд/м<sup>3</sup> на година (възможно е разширение до 9 млрд.м<sup>3</sup> на година в рамките на втората фаза на проекта). Стойността на българската отсечка от газопровода ще възлиза на 50-80 млн. евро за първата фаза от развитието на проекта. Очаква се съоръжението да бъде пуснато в експлоатация през март 2014 г.