



**Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР)  
България**

**Годишен доклад  
за Европейската комисия**

**юли 2019 г.**



## **СЪДЪРЖАНИЕ**

<b>СПИСЪК НА ИЗПОЛЗВАНИТЕ СЪКРАЩЕНИЯ</b>	<b>3</b>
<b>1. ПРЕДИСЛОВИЕ</b>	<b>5</b>
<b>2. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ</b>	<b>6</b>
2.1. Основни промени в пазара на електрическа енергия	6
2.2. Основни промени в пазара на природен газ	7
<b>3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ</b>	<b>9</b>
3.1. Регулиране на мрежите	9
3.1.1. Отделяне	9
3.1.2. Техническа експлоатация	9
3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп	10
3.1.4. Трансгранични въпроси	14
3.1.5. Съответствие	16
3.2. Насърчаване на конкуренцията	17
3.2.1. Пазари на едро	17
3.2.2. Пазар на дребно	27
3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО е компетентният орган)	31
3.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	31
<b>4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	<b>32</b>
4.1. Регулиране на мрежите	32
4.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система	32
4.1.2. Техническа експлоатация	33
4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп	34
4.1.4. Трансгранични въпроси	35
4.1.5. Съответствие	37
4.2. Насърчаване на конкуренцията	38
4.2.1. Пазари на едро	38
4.2.2. Пазар на дребно	43
4.2.3. Препоръки относно цените за доставка, разследвания и мерки за насърчаване на ефективна конкуренция	46
4.3. Сигурност на доставките	47
4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	48
4.3.2. Мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици	48
<b>5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	<b>53</b>
5.1. Защита на потребителите	53
5.1.1. В сектор „Електроенергетика“	53
5.1.2. В сектор „Природен газ“	54
5.2. Уреждане на спорове	55
5.2.1. В сектор „Електроенергетика“	56
5.2.2. В сектор „Природен газ“	58



## **СПИСЪК НА ИЗПОЛЗВАНИТЕ СЪКРАЩЕНИЯ**

АСЕР	Агенция за сътрудничество на енергийните регулатори
БНЕБ ЕАД	„Българска независима енергийна борса“ ЕАД
ВЕКП	Високоэффективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия
ВИ	Възобновяеми източници на енергия
ВяЕЦ	Вятърна електрическа централа
ГИС	Газоизмервателна станция
ГРМ	Газоразпределителна мрежа
ГРИТ	Газорегулаторно измервателно табло
ДЕПА	Гръцката енергийна компания
ДЕСФА, DESFA	Гръцкият газопреносен оператор
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕПМ	Електропреносна мрежа
ЕС	Европейски съюз
ЕЦ	Електрическа централа
ЕСО ЕАД	„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД
ЗЕ	Закон за енергетиката
КЕВР, Комисията	Комисия за енергийно и водно регулиране
КЗК	Комисия за защита на конкуренцията
КЗП	Комисия за защита на потребителите
МОЦДП	Методиката за определяне цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД
НЕК ЕАД	„Национална електрическа компания“ ЕАД
НПО	Независим преносен оператор
НРЦЕЕ	Наредба № 1 от 18 март 2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия
НРЦПГ	Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ
ОП	Оперативна програма
ОПС	Оператор на преносна система
ПГХ „Чирен“	Подземно газохранилище „Чирен“
ПДН	Пазар „ден напред“
ПОИ	Проект от общ интерес
ПТЕЕ	Правила за търговия с електрическа енергия
РАЕ, RAЕ	Гръцкият енергиен регулаторен орган
РИПС ЮИЕ	Регион за изчисляване на преносната способност Югоизточна Европа
СЕЕР, CEER	Съвет на европейските енергийни регулатори
СТП	Стандартизирани товари профили
ФЕЦ	Фотоелектрическа централа
ЦДУ	Централно диспечерско управление
ANRE	Румънският енергиен регулаторен орган
BOTAS	Турският газопреносен оператор
CDP	Платформа за търговско диспечериране
CEF	Програма „Механизъм за свързване на Европа“

CESEC	Инициатива за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа
CR 3	Индекс на концентрация – сума от пазарните дялове на трите най-големи участника на пазара
ENTSOE	Европейска мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия
ENTSOG	Европейска мрежа на операторите на газопреносни системи
GRIPs	Регионални инвестиционни планове за развитие на мрежата
HHI	Херфиндал-Хиршман индекс, сума от квадратите на пазарните дялове на участниците на съответния пазар
IBS	Междусистемна газова връзка България – Сърбия
IGB	Междусистемна газова връзка Гърция – България
ITB	Междусистемна газова връзка Турция – България
NC TAR	Мрежови кодекс за хармонизирани тарифни структури за пренос на газ
RBP	Регионална платформа за резервиране на капацитет
TANAP	Трансанадолски газопровод
TAP	Трансадриатически газопровод
VTP	Виртуална търговска точка

## 1. ПРЕДИСЛОВИЕ

В сектор „Електроенергетика“ усилията на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията, регулатора) през 2018 г. бяха съсредоточени върху продължаване на процесите на либерализация на електроенергийния пазар, в съответствие с европейските политики и законодателство в сектора. През 2018 г. КЕВР концентрира усилията си върху създаване на необходимата подзаконова рамка за премахване на пречките пред пълното отваряне на пазара. Приета беше нормативната база за участие на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници на борсовия пазар, с което да се повиши конкуренцията и да се гарантира прилагането на справедливи принципи на ценообразуване на пазара на електрическа енергия.

Основните приоритети и предизвикателства пред българския газов сектор, които са във фокуса и на Европейския съюз (ЕС), са сигурността на енергийните доставки, диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, изграждане на липсващата инфраструктура и създаване на борса за търговия с природен газ. През 2018 г. КЕВР продължи своята дейност по създаване на необходимите условия за постигане на конкурентност и за либерализацията на българския пазар на природен газ, като част от пазара в ЕС и този в Източна Европа, за отваряне на националния пазар на природен газ и осигуряване на безпрепятствен достъп за всички участници на пазара, включително за навлизащи нови такива. В тази връзка Комисията предприе важни стъпки с ключово значение за постигане на посочените цели в тясно сътрудничество с националните регулаторни органи на съседните държави - членки на ЕС и на държавите от Източните Балкани. В изпълнение на изискванията на европейското законодателство, свързани с либерализацията и интеграцията на пазара на природен газ, КЕВР, в рамките на своите правомощия, прие редица решения, с което оказва положително въздействие върху развитието на процесите на либерализация в сектора и правилното функциониране на пазара на природен газ в страната, в съответствие с европейското законодателство.

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**  
Председател на КЕВР





## **2. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ**

### **2.1. Основни промени в пазара на електрическа енергия**

Съществена роля в процеса на отваряне на пазара през 2018 г. имаха измененията и допълненията на Закона за енергетика (ЗЕ) и Закона за енергия от възобновяеми източници (ЗЕВИ). С тях се пристъпи към следващ етап от либерализацията на пазара на електрическа енергия, като всички производители с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW, в т.ч. и тези от възобновяеми източници (ВИ) и високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), бяха задължени да продават цялото произведено количество електрическа енергия на различните сегменти на организирания борсов пазар, съответно общественият доставчик за количествата, надхвърлящи нуждите на регулирания пазар, както и операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи бяха задължени да купуват необходимото количество електрическа енергия за технологични разходи от този пазар. В тази връзка отпадна досега съществуващият модел на задължително изкупуване на произведената от тези производители електрическа енергия от ВИ и ВЕКП, както и задължението на обществения доставчик да продава електрическа енергия на операторите на мрежи за покриване на технологичните разходи по пренос/разпределение. На КЕВР бяха делегирани допълнителни правомощия, свързани с определянето на премии за електрическата енергия от ВИ и от ВЕКП, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW, определянето на прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник, както и определянето на прогнозна пазарна цена за технологични разходи на оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. В значителна степен се разшириха функциите и ролята на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС). Посочените промени в ЗЕ и ЗЕВИ през 2018 г. наложиха съответно и изменение на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) и на Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ). Извършените промени в НРЦЕЕ и ПТЕЕ имаха за цел привеждането на тези нормативни актове в съответствие с измененията и допълненията на ЗЕ и ЗЕВИ и създаването на необходимите нормативни предпоставки за реалното участие на засегнатите от промените търговски участници на организирания борсов пазар.

Разрастването на борсовата търговия постави въпроса, свързан с правомощията на регулатора, да осъществява мониторинг и контрол и да възпрепятства опити за пазарни манипулации и злоупотреби. Това наложи въвеждането на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 година относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (REMIT) в националната законова уредба с промените в ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., като важна мярка, която позволява на КЕВР да изпълнява пълноценно функциите си с цел да гарантира прозрачността и интегритета на пазара и в случаи на доказани манипулации, да налага ефективни санкции срещу нарушителите.

В ценовите решения през периода, Комисията последователно прилагаше балансиран подход, отчитащ интересите на всички участници, с цел да не се допускат резки ценови изменения. Цените на електрическата енергия за регулирания пазар и през 2018 г. се увеличиха средно с 2,03%, а на топлинната енергия - средно с около 7,33%. Този подход на регулатора по отношение на цените на електрическата и топлинната енергия беше от особена важност за битовите клиенти и специално за онази част от тях, които попадат в категорията енергийно уязвими потребители. За тяхната защита е необходимо държавата да

въведе мерки за подпомагане, които да позволят либерализацията на пазара да премине без социални сътресения.

С цел постигане на трансгранична свързаност, КЕВР и Регулаторният орган за енергия на Р Гърция /RAE/ приеха общо Решение за Споразумение за трансгранично разпределение на разходите за проект от общ интерес: „Нов междусистемен електропровод между „Марица изток“ 1, Република България и „Неа Санта“, Република Гърция, даващо възможност ЕСО ЕАД да получи безвъзмездно 58 млн. лв. по Механизма за свързване на Европа. За да бъде постигнат синхрон на национално ниво с европейското законодателство, Комисията прие и решения във връзка с прилагането на регламентите и мрежовите кодекси на единния европейски електроенергиен пазар, насочени към постигане на трите цели на европейската енергийна политика – гарантиране на сигурността на доставките, създаване на конкурентен вътрешен пазар на електрическа енергия и намаляване на въглеродните емисии в електроенергийния сектор.

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

През 2018 г. КЕВР продължи своята дейност по създаване на необходимите условия за постигане на конкурентност и либерализация на българския пазар на природен газ като част от пазара в ЕС и в Източна Европа, както и за отваряне на националния газов пазар и осигуряването на достъп до него за всички участници. Важно условие за либерализирането на газовия пазар в страната е създаването на единен регионален пазар на природен газ, което може да се постигне чрез изграждане и свързване на инфраструктурите за пренос на природен газ между отделните страни, както и с преодоляване на различията в начините на разпределяне на капацитетите и режимите за балансиране на пазарите на природен газ. От съществено значение за създаването на регионален газов пазар е изграждането и въвеждането в експлоатация на инфраструктурните проекти, включени в публикувания от Европейската комисия (ЕК) списък с проекти от общ интерес, за реализирането на които регулаторът има съществен принос. Ключов в това отношение е интерконекторът Гърция – България, който е сред седемте водещи приоритета на ЕС в енергийната област и ще се реализира в синергия с терминала за втечен газ при Александрополис. КЕВР и Регулаторният орган за енергия на Гърция (РАЕ) приеха Окончателно съвместно решение по подаденото заявление за освобождаване от „Ай Си Джи Би“ АД, като на дружеството бе предоставено временно освобождаване за интерконектора Гърция – България от изискванията за достъпа на трети страни, регулирани тарифи и отделяне по собственост на Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО (Директива 2009/73/ЕО). В съответствие с Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на Регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) № 347/2013), във връзка с инвестиционно искане от „Булгартрансгаз“ ЕАД, КЕВР прие решение, с което определи трансгранично разпределение на инвестиционните разходи за проект от общ интерес 6.8.2. „Рехабилитация, модернизиране и разширяване на българската преносна система“ - Фаза 2. КЕВР одобри на „Булгартрансгаз“ ЕАД десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., който служи за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, изготвян от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

През 2018 г. КЕВР одобри Втори годишен доклад на „Булгартрансгаз“ ЕАД за продължаване прилагането на временни мерки за максимално допустимия срок по Регламент (ЕС) № 312/2014 на Комисията от 26 март 2014 година за установяване на мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи поради липса на диверсификация на маршрутите и източниците за доставка, ограничения брой на ползвателите, които извършват дейност на краткосрочния газов пазар и липса на достъп до платформа за търговия в България и на съседните газови пазари, отговаряща на критериите по чл. 10 от този регламент.

С оглед очакваната значителна промяна в маршрутите на доставка на природен газ през територията на страната, потенциално намаляване на транзитираните през страната количества и предстоящото изграждане в региона на ключови инфраструктурни проекти за развитие на Южния газов коридор, с решение на Народното събрание беше изменена и допълнена Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. с концепция за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България. Създаването на газовия хъб цели чрез изграждане на необходимата газопреносна инфраструктура да се свържат пазарите на природен газ на страните членки в региона, както и на договарящите се страни от Енергийната общност, с цел постигане на основните приоритети на Европейската енергийна политика. В тази връзка КЕВР прие решение за одобрение на документация за провеждане на ангажираща фаза 3 от процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“ от българо-турската граница до българо-сръбската граница. Фаза 3 на икономическия тест завърши с положителен резултат и „Булгартрансгаз“ ЕАД взе окончателно инвестиционно решение за реализиране на „Проект за развитие и разширение на газопреносната система“ с прогнозна инвестиционна стойност в размер на 2 767 115 441 лева (два милиарда седемстотин шестдесет и седем милиона сто и петнадесет хиляди четиристотин четиридесет и един лева), без ДДС.

Концепцията за изграждане на газоразпределителен център е развита със създаването през януари 2019 г. на дружеството „Газов хъб Балкан“ ЕАД, с предмет на дейност изграждане и опериране на електронна платформа, на която са създадени условия за сключване на двустранни сделки и борсов пазар с физически и нефизически продукти - природен газ, енергийни продукти, енергийни носители, енергийни, зелени и бели сертификати, въглеродни емисии и други, свързани с енергопотреблението продукти. В тази връзка предстоят изменения в националното законодателство.

През 2018 г. КЕВР прие изменения и допълнения на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ), с които се постигна по-ясна регламентация и оптимизиране на реда и условията, при които ще се осъществява регулирането на цените на обществения доставчик и в сектор „Природен газ“ като цяло, при запазване на действащите разпоредби и основни принципи за регулиране на цените. С измененията се въведе образуване и утвърждаване на цените на природния газ единствено в енергийни единици в съответствие с действащото европейско законодателство.

КЕВР осъществява своите регулаторни правомощия в сектор „Природен газ“ в съответствие със Закона за енергетиката и европейското законодателство в посока отваряне, правилно функциониране, развиване на конкурентен, сигурен и устойчив вътрешен пазар на природен газ, като част от единния пазар на природен газ в ЕС, като се стреми да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В дейността си Комисията се ръководи от принципа за тясно сътрудничество с регулаторните органи на другите държави - членки на ЕС, с АСЕР и ЕК за постигане на действителното отваряне на пазара на природен газ за всички клиенти и доставчици в ЕС и осигуряване на подходящи

условия за ефективната и надеждна експлоатация на газовите мрежи, при отчитане на дългосрочните цели.

### **3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ**

#### **3.1 Регулиране на мрежите**

##### **3.1.1 Отделяне**

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) е сертифициран за независим преносен оператор с решение на КЕВР от 2015 г., с което са изпълнени изискванията на чл. 10 и чл. 11 от Директива 2003/54/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (Директива 2009/72/ЕО) и чл. 3 от Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/2003 (Регламент (ЕО) № 714/2009). Преносният оператор и активите на електропреносната система са обособени в отделно юридическо лице в рамките на вертикално интегрирано предприятие, което осъществява функции по производство и доставка. С Решение № ДПРМ-2 от 02.11.2018 г. КЕВР одобри Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа на Република България на ЕСО ЕАД за периода 2018 г. – 2027 г., който съдържа основната информация за инфраструктурата за пренос на електрическа енергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. Годишните прогнозни стойности на всички разходи за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация на обектите от електропреносната мрежа и на системите за защита и управление на ЕЕС за периода на десетгодишния план са в размер на 1 291 773 хил. лв., от които 148 932 хил. лв. или 11,53% са привлечени европейски средства, основно за съфинансиране на проектите от общоевропейско значение.

##### **3.1.2 Техническа експлоатация**

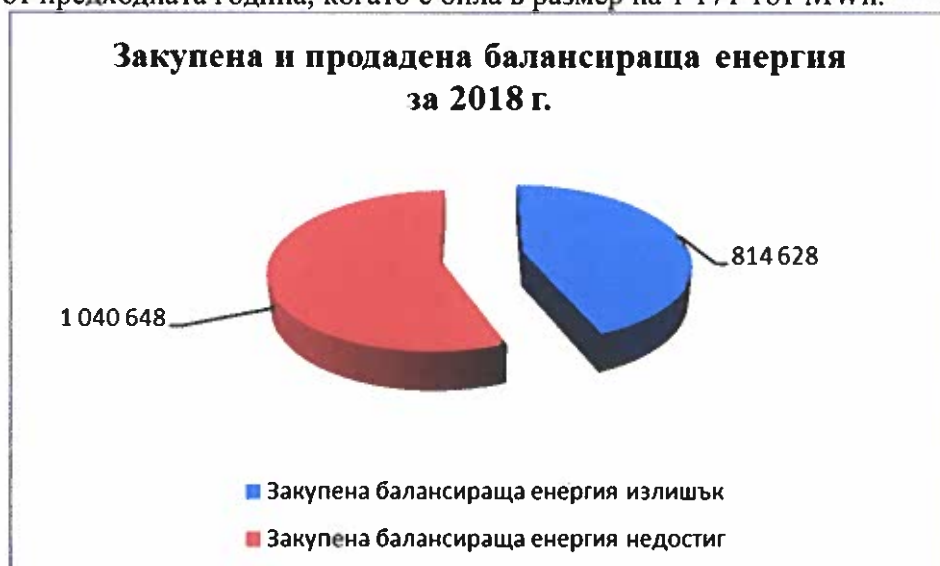
###### *Предоставяне на балансиращи услуги*

В съответствие със ЗЕ Комисията определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия (БП). Съгласно §1, т. 2 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсирание на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в ПТЕЕ и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия, с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурната паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа. Наблюденията на Комисията по отношение работата на балансиращия пазар на електрическа енергия в Р България за 2018 г. показват, че пазарът функционира стабилно и осигурява предвидима среда в отношенията между всички обхванати търговски участници. С Решение № Ц-40 от 29.12.2017 г. са направени анализ и оценка на състоянието на балансиращия пазар, като е извършен бенчмаркинг с румънската пазарна зона, с която е възможно най-скорошно обединение. В развитите пазари почасовите цени на доставчиците на балансираща енергия следват постигнатите цени на пазара „ден-напред“ (ПДН), като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи. Подобна мярка осигурява пропорционалност на разходите за

балансиране на пазарните участници в зависимост от почасовите цени на пазара. Постигнатата цена на ПДН функционира като минимална цена за предложенията за регулиране нагоре и максимална такава за регулиране надолу. По този начин винаги цената за небаланси е по-неблагоприятна от тази на ПДН, както и пазарните участници се стимулират да участват и на пазара на балансираща енергия с резервния си капацитет.

С горепосоченото решение Комисията промени подхода за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на  $2,5 \cdot \text{Цпдн}$ , където Цпдн е цената за базов товар на пазара „ден-напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) за съответния ден. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу се запазва в размер на 0,00 (нула) лв./MWh.

Общият енергиен недостиг през 2018 г. е 814 629 MWh, спрямо 1 052 992 MWh през 2017 г., което представлява намаляване на енергията за недостиг с 23%. Енергията за покриване на енергийния излишък през 2018 г. е 1 040 648 MWh, което е с близо 11% по-малко от предходната година, когато е била в размер на 1 171 181 MWh.



За всеки период на сетълмент се определят две цени на балансираща енергия. Минимална цена за 2018 г. за енергиен недостиг е 37,60 лв./MWh, а максималната е 1 244,97 лв./MWh. Средната цена за енергиен недостиг за 2018 г. е 186,48 лв./MWh. Минимална цена за 2018 г. за енергиен излишък е 0,00 лв./MWh, а максималната е 30,00 лв./MWh. Средната цена за енергиен излишък за 2018 г. е 12,65 лв./MWh.

На пазара на балансираща електрическа енергия през 2018 г. са регистрирани:

- 66 координатори на стандартни балансиращи групи, в сравнение с 57 през 2017 г.;
- 15 координатори на специални балансиращи групи;
- 15 координатори на комбинирани балансиращи групи за 2018 г. в сравнение с 14 за 2017 г.

### 3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп

Тарифите за пренос и разпределение на електрическата енергия до крайните потребители се утвърждават от Комисията по предложения на дружествата при условия и ред, определени съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Отделните групи клиенти и тарифни структури се определят по предложения на дружествата и същите са групирани според нивото на напрежение и по зони в денонощието. Мрежови услуги се заплащат на база на използвана електрическа енергия, с изключение на цената за достъп за небитови клиенти до електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, която се заплаща за KWh/ден присъединена мощност. Услуги за пренос и достъп се заплащат от клиенти, присъединени към електропреносната и електроразпределителната мрежи, търговци, които сключват сделки за износ и търговци, които сключват сделки от името на ползвател на мрежови услуги.

С Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. КЕВР утвърди цени на електрическата енергия и мрежовите услуги, след анализ и оценка на информацията за отчетените резултати от електроенергийните предприятия по време на текущия ценови период.

#### *Пренос и достъп до електропреносната мрежа*

При регулирането на мрежовата тарифа за пренос през електропреносната мрежа Комисията използва метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“.

Утвърдените цени и ценообразуващи елементи с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на Комисията за пренос и достъп през електропреносната мрежа са посочени в следващата таблица:

Ценови решения		2017 г.	2018 г.
		01.07.2017 г.	01.07.2018 г.
Цена пренос	лв./MWh	8,15	8,45
Необходими годишни приходи	хил. лв.	326 475	338 345
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	40 077 648	40 025 348
Цена достъп	лв./MWh	1,09	1,39
Необходими годишни приходи	хил. лв.	43 580	55 621
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	40 077 648	40 025 348

На следващата графика е показано изменението на цените за пренос и достъп до електропреносната мрежа за последните четири години. От нея е видно, че цената за достъп намалява от 2015 г. до 2017 г. и се увеличава през 2018 г. с 28 % спрямо цената през 2017 г. Цената за пренос се увеличава вследствие на по-малкото количество електрическа енергия и увеличението на необходимите приходи на дружеството за извършване на лицензионна дейност.



#### *Мониторинг на времето, необходимо за свързване и ремонт*

ЗЕ урежда задълженията на преносното, съответно на разпределителните предприятия да присъединяват всички обекти на производители и потребители към съответната мрежа. Съгласно чл. 116, ал. 7 от ЗЕ условията и редът за присъединяване към съответната мрежа, преустановяване на присъединяването или снабдяването с електрическа енергия и границата на собственост между електрическите съоръжения се определят с наредба, приета от Комисията.

Във връзка с прилагането на законите изисквания относно техническите условия, начините и сроковете за присъединяване на клиенти и производители към електроразпределителните мрежи, с решения на КЕВР, са приети следните подзаконови нормативни и административни актове, регламентиращи присъединяването към тези мрежи: Наредба № 6 от 24.02.2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи (Наредба № 6), Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката и общи условия на договорите за снабдяване и разпределение на електрическата енергия, включващи правила за работа с потребители на енергийни услуги. С цел предоставяне на информация на потребителите, горесцитираните административни актове са публично известни, като същите се поставят на видно място в централите за работа с клиенти и се публикуват на интернет страниците на снабдителните и електроразпределителните дружества.

В изпълнение на задълженията по чл. 37, параграф 1, б. „м“ от Директива 2009/72/ЕО и съобразно установените в ЗЕ правомощия, КЕВР контролира дейностите, извършвани от лицензирани енергийни предприятия, съгласно издадените им лицензи, както и наблюдава времето, за което мрежови оператори извършват свързвания на производители и клиенти на електрическа енергия към съответните електрически мрежи, с цел намаляване и облекчаване на процедурите за присъединяване и редуциране на административната тежест, чрез създаване на унифицирана процедура за обслужване.

През 2018 г. се извършиха планови проверки на лицензирани дружества, както следва:

1. Планова проверка по документи и на място на дейността на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД за изпълнение на лицензионните условия за извършване на дейността „разпределение на електрическата енергия“ относно спазване на процедурите по присъединяване на клиенти и производители към електроразпределителната мрежа на дружеството. Поради големия брой стартирани процедури – 34 548, срокът на проверката беше удължен до 28.02.2019 г.;

2. Планова проверка по документи и на място на дейността на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за изпълнение на лицензионните условия за извършване на дейността „разпределение на електрическата енергия“ относно спазване на процедурите по присъединяване на клиенти и производители към електроразпределителната мрежа на дружеството. Поради големия брой стартирани процедури – 27 815, срокът на проверката беше удължен до 28.02.2019 г.;

3. Планова проверка по документи и на място на дейността на „Електроразпределение Север“ АД за изпълнение на лицензионните условия за извършване на дейността „разпределение на електрическата енергия“ относно спазване на процедурите по присъединяване на клиенти и производители към електроразпределителната мрежа на дружеството. Поради големия брой стартирани процедури – 18 227, срокът на проверката беше удължен до 28.02.2019 г.

*Цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ) - от слънце и от вятър*

За постигане на баланса на ЕЕС, ЕСО ЕАД балансира във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии, на електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. В допълнение, производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи (ВЕЦ) и от електрически централи на биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за разходите за спирания и пускания, както и тези за резерв.

Тези отклонения могат да се компенсират взаимно, но много често са кумулативни, водят до още по-големи отклонения и изискват допълнителни разходи за балансиране.

Въз основа на представените от преносния оператор данни и направената обосновка, Комисията с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. утвърди цена за достъп до електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД, която да се дължи от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация - от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, да бъде в размер на 3,02 лв./MWh.

*Пренос и достъп до електроразпределителните мрежи*

При регулирането на мрежовите тарифи на електроразпределителните предприятия, Комисията прилага метод на регулиране чрез стимули „горна граница на приходи“. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“, Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с Глава трета от НРЦЕЕ. С Решение № Ц-11 от



01.07.2018 г. на КЕВР са утвърдени необходими приходи и цени на електроразпределителните дружества за първи ценови период от петия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите – чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят и поради промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

#### **3.1.4. Трансгранични въпроси**

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

Тръжните правила относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електрическа енергия и регионално сътрудничество между операторите на преносни системи са разработени в съответствие с изискванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и регионално сътрудничество между операторите, във връзка с въвеждане на общи правила и процедури за разпределяне и предоставяне на разполагаема преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните сечения на електроенергийната система на Република България и съседните електроенергийни системи и във връзка с Регламент (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 г. за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност (Регламент (ЕС) 2016/1719) и Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването (Регламент (ЕС) 2015/1222). Целта е осигуряване оптимално управление на тесните места на електропреносните мрежи, насърчаване развитието на енергийния обмен и координираното разпределение на трансграничния капацитет чрез недискриминационни пазарно обусловени решения.

На българо – румънска граница през 2018 г. Transelectrica (Румъния) организира месечните и годишните търгове. Проектът на правилата за 2018 г. остават без промяна в разпределението на ролите, както и без съществена промяна в условията за провеждане на търгове за разпределение на преносни способности между двете тържни зони.

На българо – румънска граница през 2018 г. ЕСО ЕАД организира дневните търгове. Проектът на правилата за 2018 г. остават без промяна в разпределението на ролите, както и без съществена промяна в условията за провеждане на търгове за разпределение на преносни способности между двете тържни зони.

Споразумения за провеждане на двустранни координирани търгове между ЕСО ЕАД и MEPSO (Македония), както и между ЕСО ЕАД и TEIAS (Турция), не са сключени. В тази

връзка независимият преносен оператор провежда годишни, месечни и дневни тръжни процедури за предоставяне на 50% от преносната способност за търговски обмени на съответната граница.

На българо – гръцка граница ЕСО ЕАД организира месечните търгове за разпределение на ФПП, а IPTO (Гърция) организира годишните и дневните търгове.

На българо – сръбска граница ЕСО ЕАД организира годишните и месечните търгове за разпределение на преносни способности, като вторичният пазар ще се администрира от българския преносен оператор.

На българо – сръбска граница EMS (Сърбия) организира дневните търгове. Проектът на правилата за 2018 г. остават без промяна в разпределението на ролите, както и без съществена промяна в условията за провеждане на търгове за разпределение на преносни способности между двете тръжни зони.

*Мониторинг на националните планове за развитие и инвестиционните планове, свързани с Десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД и проектите от общ интерес.*

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ ЕСО ЕАД разработва и внася ежегодно в Комисията за одобряване Десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа на Република България, който е разработен в съответствие с Раздел три от Правилата за управление на електроенергийната система, като е съобразен с изискванията на Европейската организация на операторите на електропреносни системи (ENTSO-E). Десетгодишният план за развитие съдържа основната инфраструктура за пренос на електроенергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. Той осигурява своевременно и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа за икономична и сигурна работа на електроенергийната система, при спазване критериите за сигурност и действащите стандарти за качество на електроснабдяването. С Решение № ДПРМ-2 от 02.11.2018 г. на КЕВР, на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от ЗЕ, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, е одобрен План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2018-2027 г. на ЕСО ЕАД.

*Сътрудничество във връзка с прилагането на регламенти на ЕК*

През изминалата година Комисията извърши множество дейности и прие редица решения в сектор „Електроенергетика“, свързани с прилагането на регламентите и мрежовите кодекси, определящи Правилата на единния европейски електроенергиен пазар. Мрежовите кодекси и свързаните с тях насоки са разработени, за да се реализират трите цели на европейската енергийна политика – да се гарантира сигурността на доставките, да се създаде конкурентен вътрешен пазар на електрическа енергия и намаляването на въглеродните емисии в електроенергийния сектор. За да се случи това, мрежовите кодекси и свързаните с тях насоки трябва да се прилагат и изпълняват в цяла Европа.

Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването определя правилата за изчисляване на трансграничния капацитет, определянето и прегледа на тръжните зони и работещи пазари „ден напред“ и „в рамките на деня“. Регламентът определя методите за разпределяне на капацитета на пазарите „ден напред“ и „в рамките на деня“ и очертава начина, по който капацитетът да бъде изчислен в различните зони. Въвеждането на хармонизирани трансгранични пазари ще доведе до по-

ефективен единен европейски пазар и ще бъде от полза на потребителите. Тези правила осигуряват основа за прилагането на единен енергиен пазар в Европа.

Регламент (ЕС) 2016/1719 за установяване на насоки относно предварително разпределяне на преносна способност, който става задължителен в държавите - членки на ЕС от 16 октомври 2016 г. Регламентът установява насоки, в които се определят подробни правила за разпределяне на междусистемен капацитет във форуърдните пазари относно създаването на обща методология за определяне на дългосрочния междусистемен капацитет, за създаването на единна платформа за разпределяне на европейско ниво, предлагаща дългосрочни преносни права, и за възможността да се върнат дългосрочни преносни права за последващо разпределение на капацитет или прехвърляне на дългосрочни права за пренос между участниците на пазара.

Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 година относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия. Относно изискванията на REMIT, през 2018 г. експертите от КЕВР продължиха действията по поддържане на национален регистър на пазарните участници. Регистърът дава на всеки участник на пазара единен идентификатор и съдържа достатъчно информация, за да идентифицира участника на пазара, включително съответните подробности, свързани с идентификационния номер по ДДС, седалището, лицето, отговорно за неговите оперативни и търговски решения. Регистрацията на участниците на пазара от КЕВР се извършва чрез приложението Централизиран европейски регистър на участниците на енергийния пазар (Centralised European Register of Energy Market Participants, CEREMP), създадено от АСРЕ.

### **3.1.5. Съответствие**

В ЗЕ, в чл. 21, ал. 1, т. 31 е транспонирано задължението на регулаторния орган по чл. 37, §1 (г) от Директива 2009/72/ЕО да прилага и контролира изпълнението на правно обвързващи решения на Европейската комисия или на АСРЕ. В съответствие с чл. 21, ал. 1, т. 27 от ЗЕ Комисията 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 ежегодно 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 от ЗЕ, включително при системно дискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие.

По силата на чл. 21, ал. 4, т. 4 от ЗЕ във връзка с осъществяването на правомощията си по регулиране дейността на независимия системен оператор на електропреносната мрежа, Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на НЛДЕ. Съгласно чл. 114, ал. 1 и сл. от НЛДЕ Комисията извършва непрекъснат контрол и оценка относно изпълнението от преносния оператор на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Когато независимият преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно 10-годишния план за развитие на преносната мрежа е следвало да бъде извършена в следващите три години, Комисията изисква от оператора писмено обяснение за причините, заедно с данни и документи, които го подкрепят. Комисията с решение задължава оператора да осъществи нужните инвестиции, ако все още е необходимо те да бъдат извършени, както и да осигури възстановяване на разходите за тези инвестиции чрез цените за мрежовите услуги, освен ако неизпълнението е по наложителни причини, които са извън контрола на оператора на мрежата. АСРЕ предоставя интегрирана рамка, в която националните регулаторни органи си сътрудничат, за да изпълняват своите задачи на ниво ЕС. Тази рамка е предназначена, наред с другото, да подкрепя разработването на общоевропейски правила в Мрежовите кодекси и тяхното последователно прилагане в целия ЕС, както и други дейности, при които от националните регулаторни органи се очаква да координират действията си.

### **3.2. Насърчаване на конкуренцията**

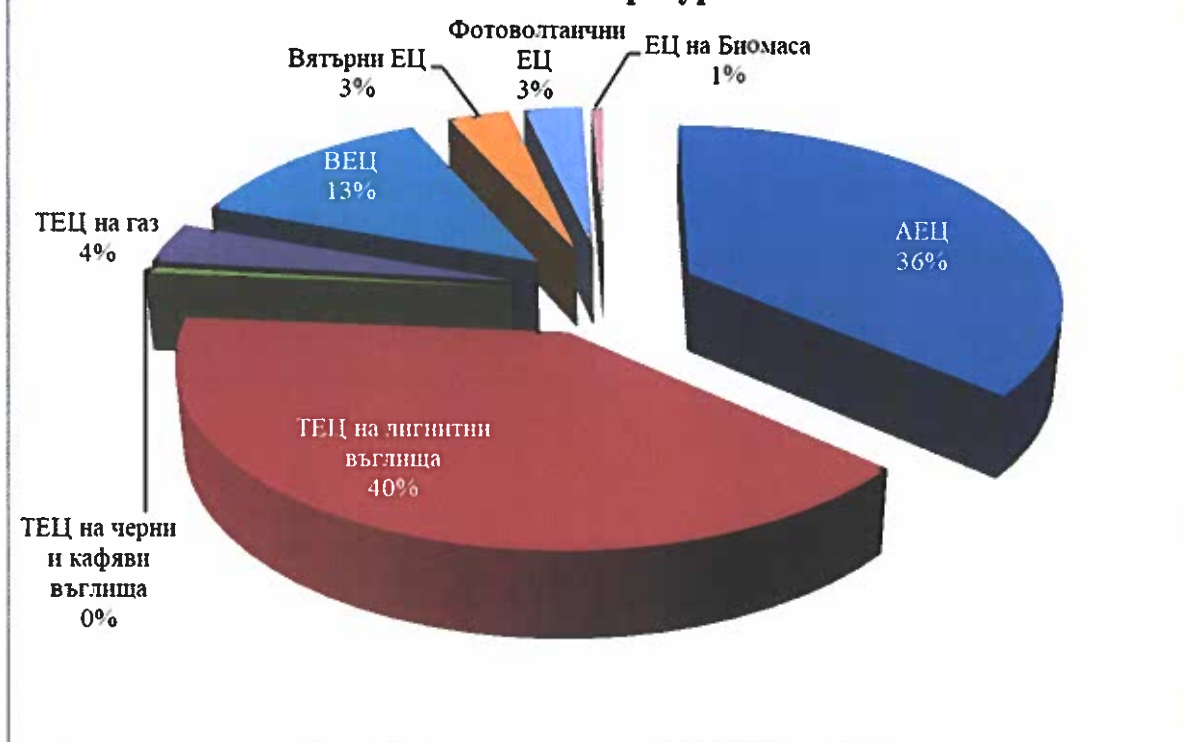
През 2018 г. Комисията продължи да създава условия за развитие на процеса на пълната либерализация на електроенергийния пазар, която да доведе до развитие на ефективна конкуренция на пазара. Регулаторът концентрира усилията си върху премахването на пречките за пълното отваряне на пазара и осигуряването на необходимата подзаконова нормативна рамка. Съществена роля в това отношение имаха приетите през годината изменения и допълнения на ЗЕ и на ЗЕВИ, които позволиха да бъде извършен преход към следващия етап от либерализацията на пазара на електрическа енергия. Всички производители с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW, в т.ч. и от ВИ и ВЕКП, операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи и общественият доставчик за количествата, надхвърлящи нуждите на регулирания пазар, бяха задължени да продават цялото произведено количество електрическа енергия, респективно да купуват необходимото количество енергия за технологични разходи на/от различните сегменти на организирания борсов пазар.

#### **3.2.1 Пазари на едро**

Производство на електрическа енергия

Произведената в Р България електрическа енергия през 2018 г., разпределена в зависимост от първичния енергиен ресурс и използваната производствена технология, е както следва:

### Структура на производството на електрическа енергия по видове ресурси



Най-голям дял в производството на електрическа енергия имат централите, работещи с лигнитни въглища – 40%, следващият дял е на ядрената енергия – 36% и съответно на енергията от ВЕЦ – 12% и 7% за енергия от вятър, слънце и биомаса. При анализ на динамиката на произведените количества електрическа енергия през 2018 г., в сравнение с 2017 г., се забелязват две тенденции. При една част от първичните технологии за производство на електрическа енергия се забелязва спад на произведената енергия. Спад има при производството на електрическа енергия от ТЕЦ на лигнитни въглища (–) 5,04%, ТЕЦ на газ (–) 4,05% и ВИ (–) 7,96%. При втората част се забелязва повишаване на производството от АЕЦ с 3,89% и ВЕЦ с 58,81%. През 2018 г. спрямо 2017 г. намалява електрическата енергия за нуждите на ПАВЕЦ за работа в помпен режим с 34,34%, като съотношението на произведената електрическа енергия с произход Р България за 2018 г., спрямо 2017 г. е 42 002 868 MWh към 40 630 018 MWh или - повишение с 3,38%.

Видове технологии	Инсталирана мощност в MW		Произведена нетна ел. енергия в MWh		Изменение в % произведена ел. енергия 2016=100
	2017 г.	2018 г.	2017 г.	2018 г.	
1. АЕЦ	2 000	2 000	14 718 368	15 291 204	3,89%
2. ТЕЦ на лигнитни въглища	4 119	4 119	17 605 902	16 717 934	-5,04%
3. ТЕЦ на черни и кафяви въглища	362	362	246 111	245 766	-0,14%

4. ТЕЦ на газ	563	983,265	1 609 514	1 544 381	-4,05%
5. ВЕЦ, в т.ч.	3 204	3 204	3 395 131	5 391 795	58,81%
5.1. ПАВЕЦ производство	1 399	1 399	899 639	986 848	9,69%
5.2. ПАВЕЦ помпи	933	933	647 485	425 127	-34,34%
6. ВИ, в т.ч.	1 822	1 825	3 054 993	2 811 788	-7,96%
6.1. Вятърни ЕЦ	701	701,35	1 414 564	1 315 757	-6,98%
6.2. Фотоволтаични ЕЦ	1 043	1 046	1 325 472	1 238 788	-6,54%
6.3. ЕЦ на Биомаса	78	76,847	314 956	257 243	-18,32%
Общо: 1+2+3+4+5+6	12 070	12 493	40 630 018	42 002 868	3,38%

Използваните данни за инсталираните мощности и произведената нетна електрическа енергия през 2017 г. и 2018 г. са предоставени от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

Основни участници на пазара на произведена електроенергия (първична електроенергия) са дъщерните дружества на БЕХ ЕАД – АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД, с над 5 % пазарен дял на пазара участват също ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД, „Ей и ЕС3 Марица изток 1“ ЕООД, „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД.

#### Оценка на конкурентната среда

В ПТЕЕ се определят два индекса за оценка на конкурентната среда на пазара чрез определяне на концентрацията: Херфиндал-Хиршман индекс (НИИ)<sup>1</sup> и индекс, определящ общия пазарен дял на трите най-големи участника на пазара CR3<sup>2</sup>.

Въз основа на предоставените данни от ЕСО ЕАД се установи, че за периода общият пазарен дял на трите основни участника на пазара е над 82% на база произведена енергия.

Според праговете в ПТЕЕ при стойности на индекса за концентрация CR3 в рамките на 70 до 100 % пазарът се определя като силно концентриран с ограничена конкуренция. Ефективна конкуренция е налице, когато нито един пазарен участник, самостоятелно или съвместно с други търговски участници, няма значително въздействие върху пазара.

При съществуващата структура на пазара с доминиращо участие на дъщерните дружества на БЕХ ЕАД индексите на концентрация за 2018 г. са с високи стойности – Хиршман Херфиндал Индекс е над 4700, определящ пазара като силно концентриран с ограничена конкуренция на пазара при производство на първична електроенергия.

#### Физически обмени на електрическа енергия

През 2018 г. най-големите обеми, реализирани обмени с електрическа енергия по графици от търговските участници от България, са в посока Гърция, следвана от Македония.

ОБМЕНИ	
Реализиран търговски обмен с електрическа енергия по графици от търговските участници	
Граница/посока	
	2018 г.

<sup>1</sup> Хиршман Херфиндалов Индекс се изчислява като сума на пазарните дялове на участниците на пазара, повдигнати на квадрат.

<sup>2</sup> Индексът се изчислява като сума от първите три пазарни участника на пазара с най-висок пазарен дял

България - Румъния	1 748 940
Румъния - България	876 509
България - Сърбия	2 044 026
Сърбия - България	603 179
България - Македония	2 220 507
Македония - България	229 376
България - Гърция	3 896 681
Гърция - България	224 866
България - Турция	1 021 001
Турция - България	1 183 688
<b>Физически обмен с електрическа енергия между българската ЕЕС и ЕЕС на съседни страни</b>	
<b>Граница/посока</b>	
	<b>2018 г.</b>
<b>Внос</b>	
Физическа граница - общо	2 223 157
в т.ч.	
- Румъния	2 083 540
- Сърбия	38 522
- Македония	395
- Турция	93 111
- Гърция	7 589
<b>Износ</b>	
Физическа граница - общо	10 029 707
в т.ч.	
- Румъния	1 212 105
- Сърбия	2 304 215
- Македония	2 332 318
- Турция	2 062 672
- Гърция	2 118 398

През 2018 г. общо физическият обмен за внос на електрическа енергия е 2 223 157MWh . Общият физически износ е 10 029707 MWh.

#### **Развитие на пазара на едро чрез търговия на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД**

##### **Пазарен сегмент „ден напред“**

**Сравнителен анализ на търговията и цените на пазар „ден напред“ за периода 2016-2018 г.**

За периода януари 2016 г. – 2018 г. търгуваните обеми на базовата енергия на пазар „ден напред“ бележат устойчив възходящ тренд в рамките на 143,13% ръст за 2018 г. спрямо 2017 г. и 241,84% увеличение спрямо 2016 г.

#### **Развитие на пазара на едро чрез търговия на организирания борсов пазар**

### Пазарен сегмент „ден напред“

Сравнителен анализ на търговията и цените на пазар „ден напред“ за периода 2016-2018 г.

За периода януари 2016 г. – 2018 г. търгуваните обеми на базовата енергия на пазар „деннапред“ бележат устойчив възходящ тренд в рамките на 143,13% ръст за 2018 г. спрямо 2017 г. и 241,84% увеличение спрямо 2016 г.



Общият търгуван обем нараства от 4 232 922 MWh през 2017 г. на 6 058 743 MWh през 2018 г. Среднопретеглената годишна цена за 2018 г. е 82,84 лв./MWh. Количествата търгувана първична енергия на пазарен сегмент „ден-напред“ за 2018 г. е 4 698 677 MWh, което представлява 77,55 % от общо търгуваната енергия.

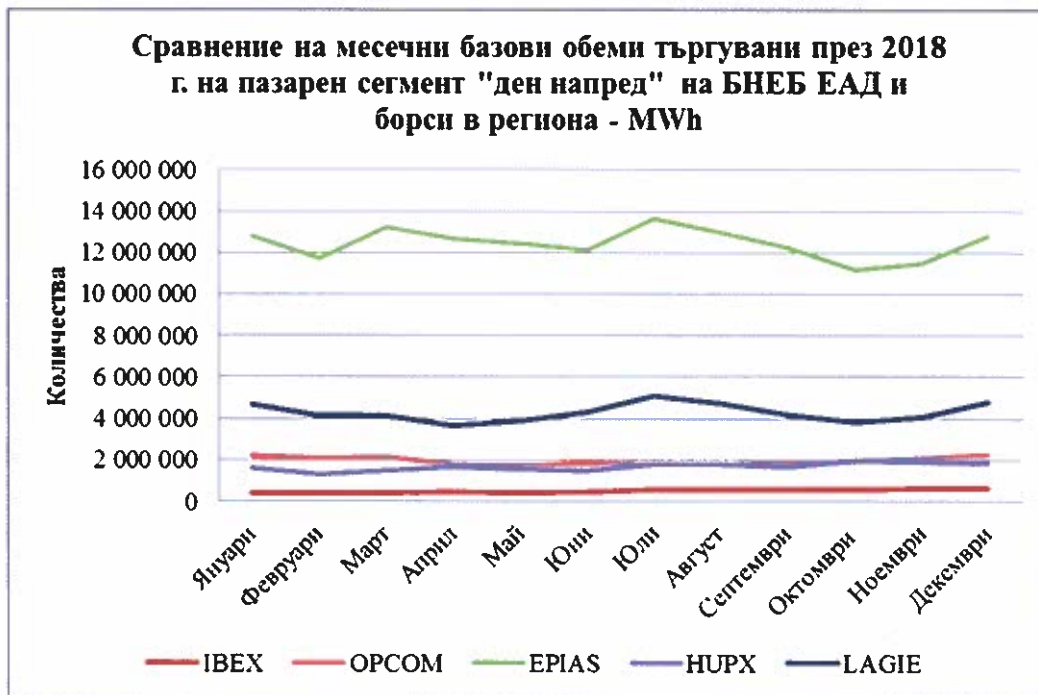
Годишни данни ПДН	2016	2017	2018
Търгувани и доставени количества [MWh]	2 505 209,2	4 232 921,6	6 059 050,3
Среднопретеглена цена	67,30 лв.	79,56 лв.	82,84 лв.
Брой пазарни участници	46	54	73

Дъщерните дружества на БЕХ ЕАД: АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД и НЕК ЕАД предоставят 92,78% от първичната енергия, което определя холдинга като предприятие с господстваща позиция при доставките на първична енергия на пазарен сегмент „ден-напред“. Дружеството не е подложено на реален конкурентен натиск от останалите 7 предприятия, доставящи първична електроенергия, тъй като само 2 от тях имат над 2% пазарен дял.

За периода 2016 г. – 2018 г. активните участници на ПДН се увеличават от 46 бр. през 2016 г. на 73 броя през 2018 г.

Въпреки забележителния ръст на търгуваните количества, те са значително по-ниски в сравнение с търгуваните базови количества на борсите в региона.





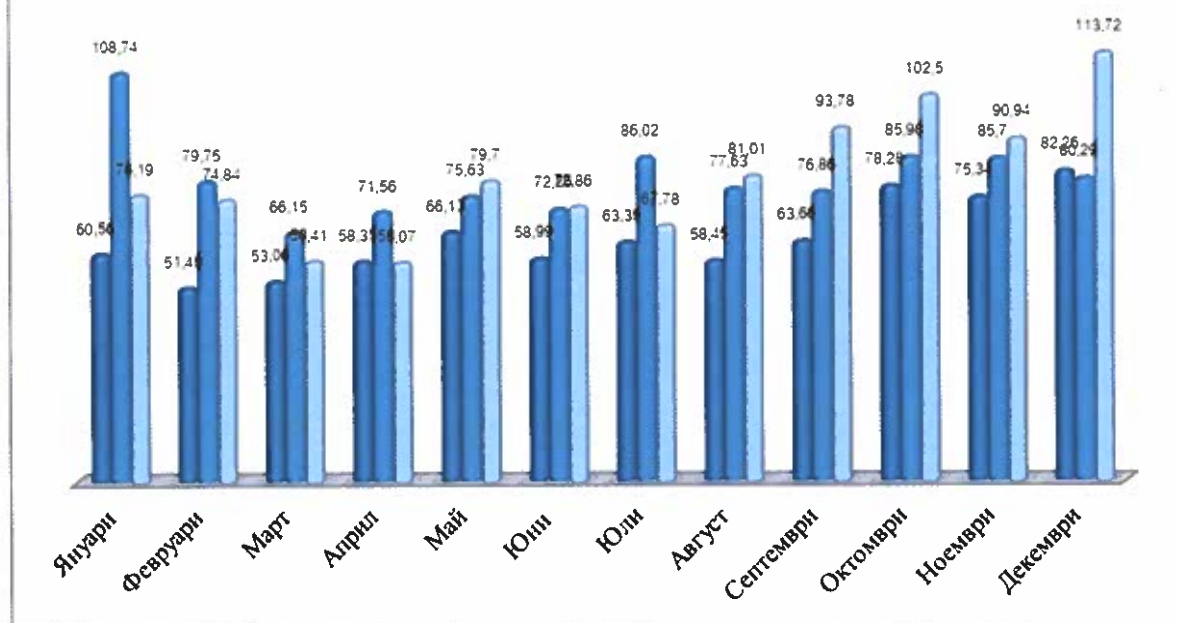
Месец 2018	IBEX	OPCOM	EPIAS	HUPX	LAGIE
Януари	421 262	2 216 518	12 796 171	1 589 261	4 680 792
Февруари	390 637	2 084 970	11 709 760	1 301 131	4 128 797
Март	386 902	2 141 149	13 227 556	1 475 135	4 136 234
Април	475 580	1 802 029	12 709 717	1 641 063	3 638 561
Май	415 388	1 706 289	12 435 312	1 537 398	3 912 063
Юни	454 420	1 841 644	12 144 131	1 469 567	4 315 354
Юли	547 203	1 752 198	13 663 777	1 759 832	5 064 852
Август	581 891	1 806 207	12 957 019	1 752 494	4 726 820
Септември	547 594	1 852 552	12 272 894	1 648 878	4 180 045
Октомври	590 270	1 966 824	11 196 707	1 980 430	3 839 531
Ноември	607 330	2 105 471	11 493 375	1 884 400	4 064 769
Декември	640 266	2 264 981	12 790 169	1 869 194	4 765 597
<b>2018 Средно</b>	<b>504 895</b>	<b>1 961 736</b>	<b>12 449 716</b>	<b>1 659 065</b>	<b>4 287 785</b>

**Сравнителен анализ на среднопретеглената месечна цена на пазар „ден напред“ за периода 2016 г.-2018 г.**

За периода 2016 г. - 2018 г. среднопретеглените месечни цени постъпателно нарастват. След месец август 2018 г. се забелязва рязко увеличение на среднопретеглената месечна цена, която през месец септември е 93,78 лв./MWh и 102,50 лв./MWh през месец октомври, като в края на годината през месец септември достига най-високо равнище за целия тригодишен период от 113,72 лв./MWh, което представлява ръст от 143,64% спрямо декември 2017 г.

### Среднопретеглена месечна цена на пазар "ден напред" лв./MWh, 2016-2018 г.

■ Среднопретеглена месечна цена 2016\* ■ Среднопретеглена месечна цена 2017  
■ Среднопретеглена месечна цена 2018

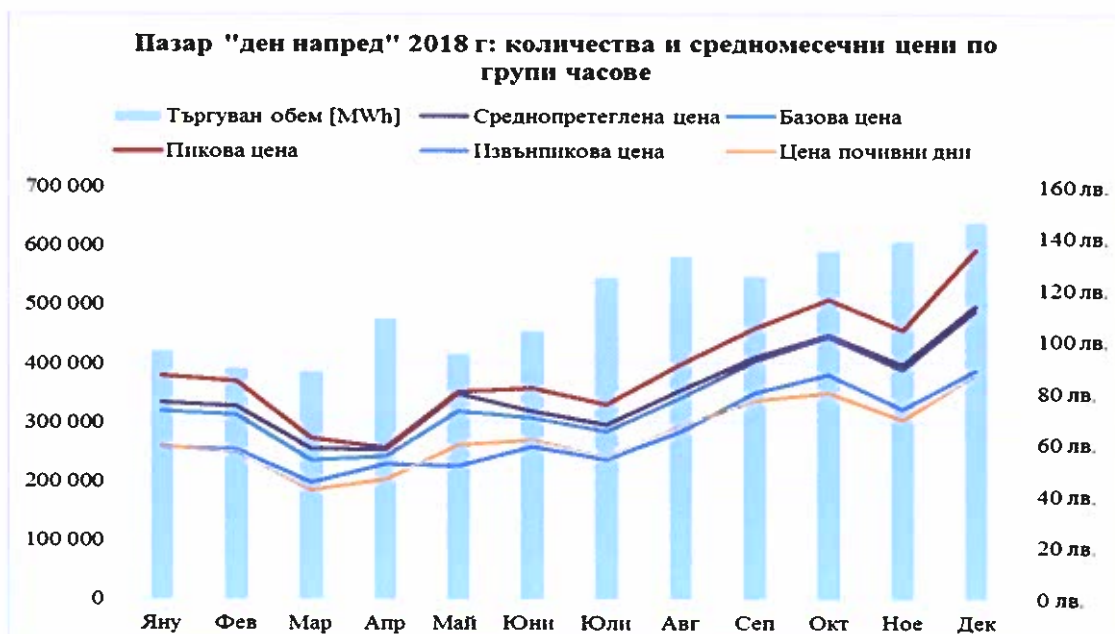


Източник БНЕБ ЕАД

\*месец януари 2016 г. не е пълен

### Анализ на търгувани месечни количества и видове месечни цени на ПДН

В графиката са обобщени данните за търгуваните количества на пазар „ден-напред“ по месеци за 2018 г. и съответните постигнати месечни цени – среднопретеглена цена, базова цена, пикова цена, извънпикова цена и цена почивни дни.



Източник БНЕБ ЕАД

През 2018 г. се отчита устойчива тенденция на увеличение на търгуваните количества след месец юли до месец декември, с лек спад през месец септември.

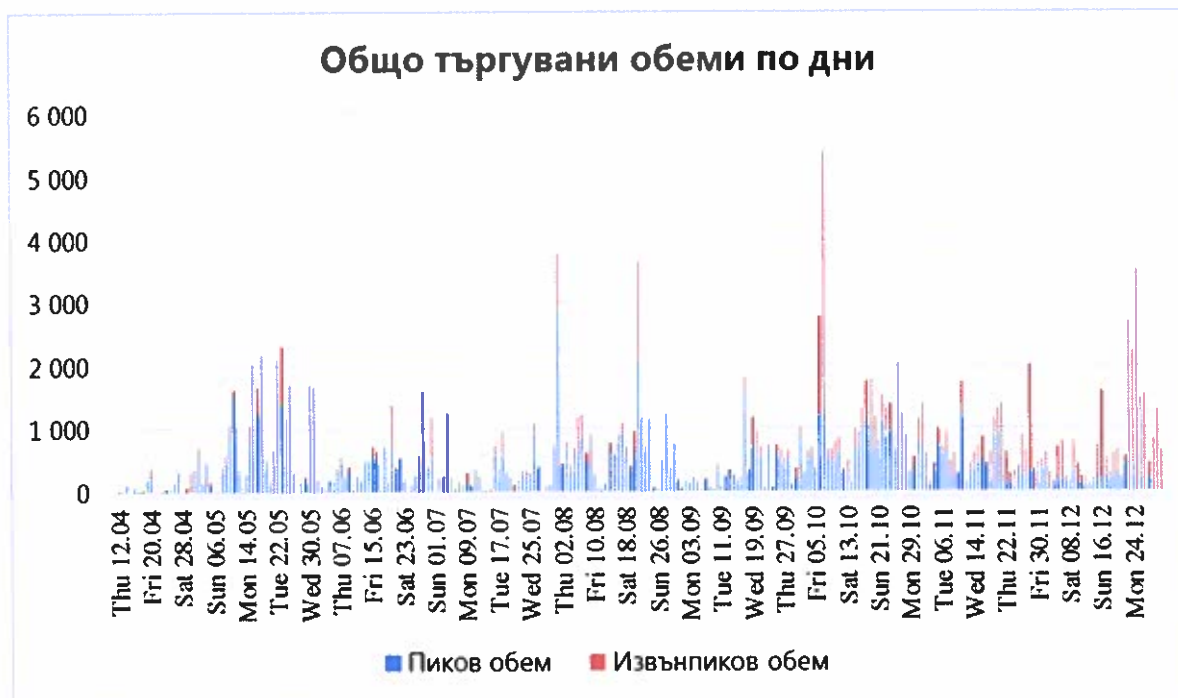
Тенденцията на увеличаване на търгуваните количества е в синхрон с тенденцията на увеличение на всички видове цени, които отчита БНЕБ ЕАД – среднопотеглена цена, базова цена, пикова цена, извънпикова цена и цена почивни дни. Между среднопотеглената и базовата цена няма значителни разлики. Трендът на цена почивни дни и извънпикова цена е успореден без значителни разлики между цените. Забелязва се спад на всички цени през ноември спрямо октомври и значителен ръст през декември, когато всички цени бележат най-високи стойности за 2018 г.

### Пазарен сегмент „в рамките на деня“

На 11.04.2018 г. стартира търговията на пазарен сегмент „в рамките на деня“ на БНЕБ ЕАД.

За периода до края на 2018 г. търговията на сегмента се развива устойчиво. Общо за 2018 г. търгуваните количества са 170 774 МВтч при среднопотеглена цена 84,90 лв./MWh. От търгуваните количества значим дял има НЕК ЕАД – 61%. Търгуваните количества от АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД и ТЕЦ „Марица Изток 2“ ЕАД са под 1 %. Активните участници на ПВР са 43 броя.

Годишни данни ПРД	2016	2017	2018
Търгувани и доставени количества [MWh]			170 773,5
Среднопотеглена цена			84,90 лв.
Брой пазарни участници			43



Значителни количества са търгувани през месец август, октомври и края на м. декември. Пиковият обем възлиза на 102 300,7, което представлява 60% от общо търгувания обем.

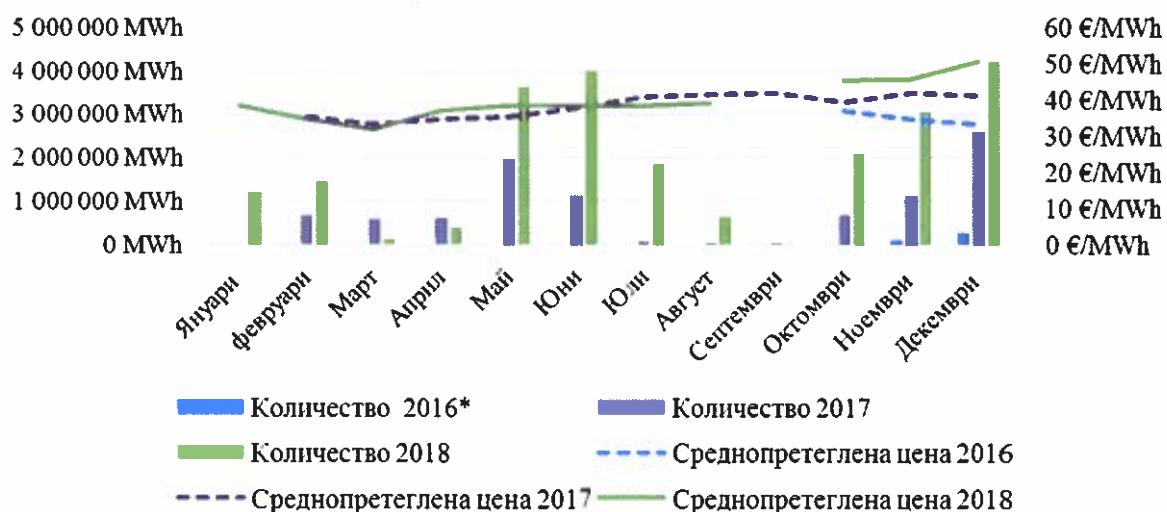
Годишни данни	2018
Общ търгуван обем [MWh]	170 773,5
Пиков обем	102 300,7
Извънпиков обем	68 472,8
Среднопретеглена цена	84,90 лв.
Средна цена базов товар	82,33 лв.
Средна цена върхов товар	88,59 лв.
Средна цена извънвърхов товар	74,49 лв.
Среднодневно количество	654,3
Средночасово количество	27,3
Най-ниска цена за 1 час	0,00 лв.
Най-висока цена за 1 час	296,3 лв.

#### Пазарен сегмент „Централизиран пазар на двустранни договори“

През 2018 г. количествата, търгувани на пазарен сегмент ЦПДД, бележат ръст, като най-големите количества са търгувани през месеците май-юни и ноември-декември. Общо са изтъргувани 22 711 566 MWh, от които 16 981 026 MWh са доставени, от които (89 %) са предложени от дружествата на БЕХ ЕАД. Най-голям дял има АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД – 62,48 %.

Среднопретеглената цена също бележи устойчив ръст и в края на 2018 г. достига 98,91 лв./MWh, което е ръст от 2,38% спрямо декември 2017 г.

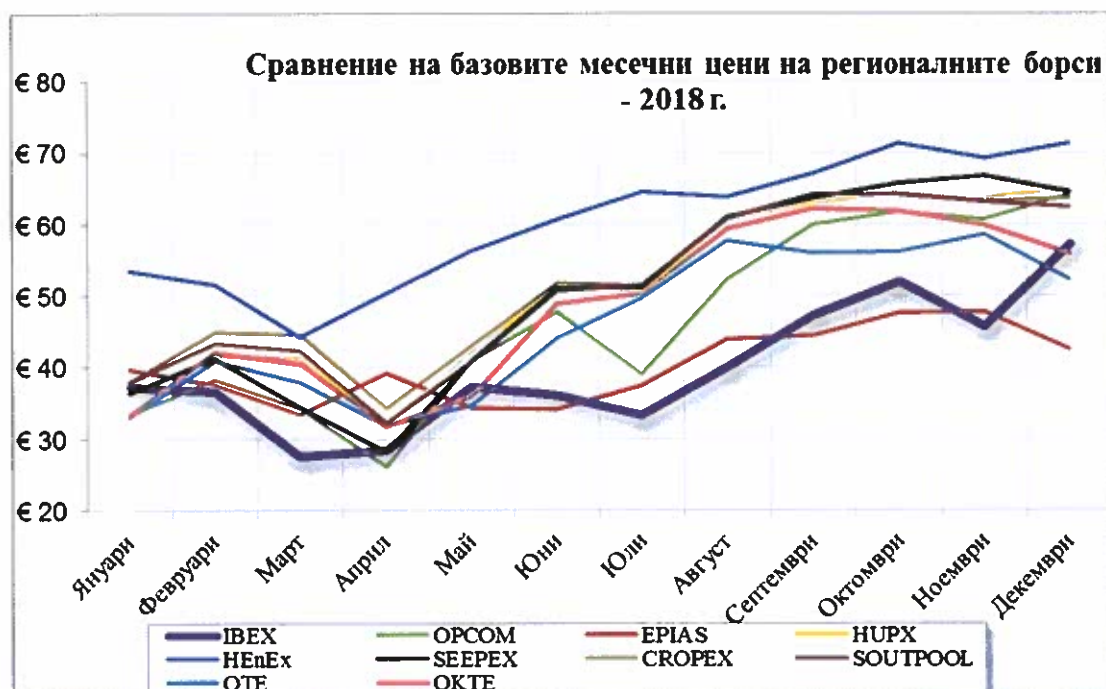
### Търгувани количества ЦПДД



Търгувани количества	ПДН	ЦПДД Търгове	ЦПДД Continuous	ПРД
2016	2 505 209	362 165		
2017	4 232 922	9 566 734	1 221 670	
2018	6 059 050	22 711 566		170 774

Най-голям дял от търгуваните количества се осъществява на ЦПДД търгове. Делът през 2017 е 63,68 % и нараства до 78,47 % през 2018 г.

ЦПДД Търгове - изтъргувани цени - лв./MWh												
Месец	Януари	Февруари	Март	Април	Май	Юни	Юли	Август	Септември	Октомври	Ноември	Декември
Среднопотеглена цена 2016*										72,55	67,50	65,02
Среднопотеглена цена 2017		69,15	65,11	68,05	68,87	73,51	80,15	81,24	81,66	77,30	81,84	80,82
Среднопотеглена цена 2018	75,22	67,58	62,22	72,16	75,25	74,94	75,36	76,78		88,87	89,24	98,91



През 2018 г., при сравнение на базовите месечни цени на БНЕБ ЕАД, с цените на регионалните борси<sup>3</sup>, се открояват следните тенденции. През 2018 г. средната годишна цена остава най-ниска, спрямо цените постигнати на регионалните борси. При сравнение на месечните цени, след месец юли се откроява неблагоприятна ценова тенденция, при която цените започват рязко да нарастват и в края на годината достигат стойност от 57,26 евро/MWh, която превишава цените на борсите в Турция, Р. Чехия и Словакия.

### 3.2.2. Пазар на дребно

Основна роля в процеса на развитие на конкуренцията на пазара на дребно играят операторите на разпределителните мрежи, които следва да гарантират равнопоставеност на пазарните участници при достъпа им до разпределителните мрежи и до клиентите. Тези

<sup>3</sup> OPCOM: Румъния, EPIAS: Турция, HUPX: Унгария, NEEX: Гърция, SEEPEX: Сърбия, CROPEX: Хърватия, BSP Southpool: Словения, OTE: Р. Чехия, OKTE: Словакия

условия са от решаващо значение, за да се развие ефективна конкуренция на пазара, която да привлича инвестиции и да е в интерес на потребителите.

На пазара на дребно осъществяват дейност четири оператора на електроразпределителни мрежи, които са лицензирани да разпределят електрическа енергия на клиенти, присъединени към разпределителната мрежа ниско и средно напрежение на съответните обособени територии:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД оперира на територията на 10 области в Западна България;
- „Електроразпределение Север“ АД оперира на територията на 9 области в Северна България;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД оперира на територията на 9 области в Южна България;
- „Електроразпределение Златни пясъци“ АД има ограничен географски район на дейност в регион Варна.

Участници на пазара за доставки на електрическа енергия на пазара на дребно

От гледна точка на предлагането, пазарът се състои от три групи доставчици:

– Доставчик от последна инстанция (ДПИ) – доставчик, който гарантира предоставянето на универсална услуга в краен случай, в съответствие с получен лиценз от КЕВР, има задължение да снабдява с електрическа енергия клиенти, които са присъединени към разпределителната мрежа и не са избрали търговец на електрическа енергия или когато избраният от тях търговец не извършва доставка по независещи от клиента причини. Крайните продажни цени на ДПИ се определят по Методика на КЕВР за определяне на цените на електрическата енергия на доставчик от последна инстанция;

– Краен доставчик (КС) на електрическа енергия – снабдява с електрическа енергия по регулирани цени, определени от КЕВР, обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение;

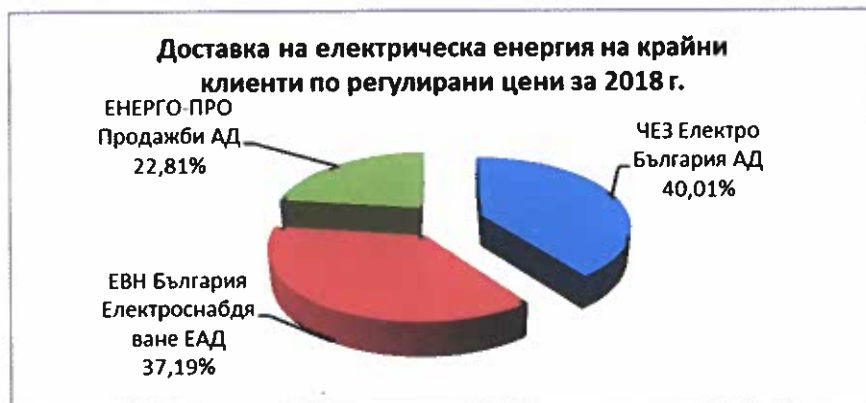
– Доставчик на свободен пазар – търговец, който доставя електрическа енергия на битови и небитови клиенти по цени, определени въз основа на търсенето и предлагането.

Активно на пазара на дребно за доставки на електрическа енергия оперират три вертикално свързани енергийни компании.

Пазарните дялове на крайните снабдителите са изчислени въз основа на предоставени от тях отчетни данни за количествата доставяна електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти по години за периода 2016 г. – 2018 г.

Пазарен дял			
Краен снабдител	2016 г.	2017 г.	2018 г.
„ЧЕЗ Електро България“ АД	40,71%	40,79%	40,01%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	35,24%	35,83%	37,19%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	24,05%	23,38%	22,81%

От анализа на данните за пазарните дялове може да се отчете, че „ЧЕЗ Електро България“ АД е с най-голям пазарен дял, но той бележи лек спад през периода 2016 г. – 2018 г. от 40,71% на 40,01%. През 2018 г. пазарният дял на „ЕНЕРГО - ПРО Продажби“ АД е 22,81%, а „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД повишава пазарния си дял от 35,24% през 2016, на 37,19% през 2018 г. Участието на „ЕСП Златни пясъци“ ООД не е включено в анализа, защото участва с пазарен дял под 1% и няма съществено влияние върху пазара.



От гледна точка на търсенето, пазарът на дребно се състои от два сегмента - битови клиенти и небитови клиенти.

Общият брой небитови клиенти през 2018 г. е 611 717 броя, което е ръст спрямо 2018 г. с 606 055 броя. Общото потребление на пазара на дребно е 13 TWh.

Общият брой битови клиенти през 2018 г. е 4 495 921, което е ръст спрямо 2018 г. с 4 476 040 броя. Общото потребление на електрическа енергия на пазара на дребно е 11 068 GWh. Средното годишно потребление на битов потребител е 2 438 kWh.

#### *Доставчици на електроенергия за пазара на дребно*

В резултат на предприетите мерки за либерализация на пазара на електроенергия, през последните няколко години, на пазара на дребно, активно навлязоха нови участници на пазара, които оказват конкурентен натиск на историческите доставчици, част от трите вертикално свързани компании. През 2018 г. броят на активните доставчици на пазара е 51, което дава възможност на клиентите на пазара на дребно да се възползват от нарастващото разнообразие от доставчици и да правят избор между различни оферти. На пазарния сегмент битови клиенти активните доставчици през 2018 г. са 36 броя, на небитови клиенти 47 броя.

На пазара на дребно индексът С3 има стойност 83%, на пазара на небитови клиенти индексът на концентрация е 70%. Новите участници на пазара все още са с малки пазарни дялове. Така например, на пазара на небитови клиенти, 3 броя доставчици имат пазарен дял над 5%. Броят на доставчиците с пазарен дял под 1% е 28. Индексът на концентрация ХХИ е със стойност 3 493 за пазара на битови клиенти и 1 771 за пазара на небитови клиенти.

#### *Навлезли/излезли доставчици на пазара*

През 2018 г. на пазара на битови клиенти навлизат 2 нови доставчика и съответно 6 излизат от него. На пазара на небитови клиенти навлизат 8 доставчика, но излизат 12 броя. От анализа на данните за навлизане и излизане на доставчици на пазара могат да се направят следните изводи: от една страна, значителният брой новонавлезли на пазара доставчици през 2018 г. е признак, че той е достатъчно отворен с ниски бариери за навлизане. От друга страна, през 2018 г. е голям броят на участниците, излезли от пазара - 12 броя. Това е сигнал, че пазарът на дребно е динамичен и неустойчив, което може да доведе до несигурност в клиентите и до загуба на доверие в предимствата на свободния пазар на електрическа енергия. Като резултат от горното, клиентите от двата сегмента могат не само да се въздържат от преминаване от регулиран към свободен пазар, но и тези, които са на свободен пазар да предприемат връщане към регулирания пазар. Такова поведение на клиентите от двата пазарни сегмента може да затрудни процеса на либерализация на пазара.



Изводът, че клиентите лесно могат да загубят доверие в предимствата на свободния пазар на дребно, се илюстрира с индекса за смяна на доставчик.

#### Смяна на доставчик

Индексът за смяна на доставчик е един от ключовите показатели, чрез който се прави оценка на развитието на конкуренцията на пазарите на дребно на енергия. Индексът има високи стойности за пазари с развита конкуренция, които гарантират на клиентите богат избор от доставчици и оферти. Безпрепятствената смяна на доставчика е белег, че участниците на пазара са подложени на ефективен конкурентен натиск, който може да осигури качествено обслужване на клиентите. Ниската стойност на индекса за смяна на доставчик, от друга страна, е сигнал, че липсва ефективна конкуренция на пазара или нейното развитие е затруднено.

Данни за смяна на доставчик	
<b>Общ брой смени на доставчик (брой към 31.12.2018 г.)</b>	109 056
<i>в т.ч.</i>	
<i>Общ брой битови клиенти, сменили доставчик</i>	2 748
<i>Общ брой битови клиенти, сменили доставчик вътре в групата</i>	727
<i>Общ брой битови клиенти, преминали от регулиран на свободен пазар с доставчик от групата</i>	81
<i>Общ брой битови клиенти, преминали от регулиран на свободен пазар, избрали друг доставчик</i>	964
<i>Общ брой битови клиенти, преминали от свободен пазар на регулиран пазар (по регулирани цени)</i>	1 108
<b>Общ брой битови клиенти, сменили доставчика на свободния пазар</b>	<b>1 613</b>
<i>в това число</i>	
<i>в рамките на групата</i>	337
<i>друг доставчик</i>	1 276
<b>Общ брой небитови клиенти, сменили доставчик</b>	<b>105 698</b>
<b>Брой небитови клиенти, сменили доставчика на свободния пазар</b>	<b>72 365</b>
<b>Брой небитови клиенти, върнали се от свободен на регулиран пазар (с регулирани цени)</b>	<b>24 496</b>

От данните в таблицата може да се заключи, че през 2018 г. се забелязва тенденция на връщане обратно към регулирания пазар на значителен брой клиенти, както от сегмент битови, така и от сегмент небитови клиенти. От сегмент битови клиенти от свободен пазар на регулиран пазар са се върнали 1 108 броя, а от регулиран на свободен са преминали 1 014 броя. На пазара на небитови клиенти общо 105 698 броя са сменили доставчик. При сегмент небитови клиенти, 24 496 броя клиенти са се върнали на регулиран пазар.

Данните за 2018 г. относно показателите брой преминали клиенти от свободен на регулиран пазар (с регулирани цени) сочи за наличие на неблагоприятна тенденция, която, ако се запази през следващите години, може да забави по-нататъшната либерализация на пазара на дребно.

Тази тенденция не е благоприятна, ако последователно се преследва политиката по изпълнение на дългосрочната цел за пълна либерализация на електроенергийния пазар в Р България и присъединяването му към вътрешния европейски енергиен пазар, част от Енергийния съюз.

### **3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО е компетентният орган)**

Въвеждане на предпазни мерки по чл. 42 от Директива 2009/72/ЕО

Съгласно чл. 4, ал. 2, т. 4 и т. 5 от ЗЕ, министърът на енергетиката определя със заповед задължителни показатели за степента на надеждност на снабдяването с електрическа енергия, включително мерки за покриването им, както и определя необходимите нови мощности за производство на електрическа енергия и обнародва описа на необходимите нови мощности в „Държавен вестник“.

Предвид установеното регионално сътрудничество и оперативни договорености за координирано разпределение на трансграничния капацитет със съседните системни оператори, както и съгласуваната взаимопомощ при аварийни събития, се обезпечават сигурното и надеждно функциониране както на вътрешния, така и на външния пазар на електрическа енергия.

#### **3.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението**

Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа на Р България осигурява своевременно и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа за икономична и сигурна работа на ЕЕС, при спазване критериите за сигурност и действащите стандарти за качество на електроснабдяването.

В състава на базовите мощности влизат АЕЦ и ТЕЦ. Последните предоставят допълнителни услуги, гарантират сигурността на работа на ЕЕС и сигурността на електроенергийните доставки, регламентирани с Директива 2009/72/ЕО и Директива 2005/89/ЕО. Предвидените мерки, които могат да бъдат предприети с оглед гарантиране на сигурността на работа на ЕЕС са:

- изграждането на нови балансиращи източници и разширение на съществуващите, характеризирани се с висока маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност, които да участват в регулирането на товара при изменената структура на производствените мощности, участващи в баланса производство-потребление;
- участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Тези мерки са свързани с повишаване както на инвестициите за изграждане и въвеждане в експлоатация, така и с повишаване на разходите за балансиране.

За сигурно функциониране на електропреносната мрежа, при спазване на посочените по-горе принципи, осигуряване необходимата надеждност на електропренасянето и устойчивост на генериращите източници, в мрежа 400kV на България, е необходимо да се изградят следните нови електропроводи:

- п/ст „Марица изток“ – п/ст „Неа Санта“ (Гърция);
- п/ст „Пловдив“ – п/ст „Марица изток“;
- п/ст „Марица изток“ – ОРУ ТЕЦ МИЗ;
- п/ст „Марица изток“ – п/ст „Бургас“;
- п/ст „Бургас“ – п/ст „Варна“.

Изграждането на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст. „Марица изток“ до п/ст. „Nea Santa“ (Greece) се приема от двете страни, като основните ползи са следните:

- увеличаване на капацитета (NTC) между България и Гърция при изпълнение на критерия за сигурност „п-1“;
- увеличаване на капацитета (NTC) между България и Турция поради силно намаляване на транзитния поток от България през Турция, към Гърция;
- улесняване изпълнението на годишните ремонтни програми по електропреносните мрежи на България и Гърция;
- подобряване условията за енергийна взаимопомощ между двете държави при възникване на системни аварии или критичен баланс.

## **4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ**

### **4.1. Регулиране на мрежите**

При изпълнение на регулаторните си правомощия КЕВР се ръководи от следните основни принципи: стимулиране на инвестициите в инфраструктура по недискриминационен начин, равнопоставен достъп на нови участници до мрежите и пазара; постигане на високи стандарти за предоставяните услуги от обществен интерес, обезпечаване възможностите на клиентите за избор и смяна на доставчика, осигуряване защита на потребителите на енергийни услуги; създаване на стимули за енергийните предприятия за ефективност на регулираните дейности;

КЕВР извършва контрол върху дейността на независимия преносен оператор и операторите на газоразпределителни мрежи за съответствие с приетите от Комисията:

- Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката;
- Наредба № 4 от 5 ноември 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи;
- Правилата за управление и технически правила на газопреносните мрежи;
- Правила за управление на газоразпределителните мрежи;
- Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ.

Газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД и пазарът на природен газ се балансират съгласно приетите от КЕВР Правила за търговия с природен газ, Правила за балансиране на пазара на природен газ и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс, и одобрените от КЕВР временни мерки: алтернатива на платформа за балансиране, временна такса за дисбаланс и толеранс/допустимо отклонение в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014.

#### **4.1.1. Отделяне и сертифициране на оператора на преносната система**

В съответствие с Директива 2009/73/ЕО, Р България избра модела „независим преносен оператор“, при който преносният оператор и мрежовите активи са обособени в отделно юридическо лице в рамките на вертикално интегрирано предприятие.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е отделно юридическо лице в рамките на вертикално интегрираното предприятие „Български енергиен холдинг“ ЕАД и е собственик на активите, чрез които се осъществява дейността „пренос на природен газ“, включително на газопреносните мрежи. Дейността на оператора на газопреносната мрежа е отделена юридически, функционално и счетоводно от другите дейности във вертикално интегрираното предприятие.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифицирано и е определено за независим преносен оператор (НПО) на газопреносната система на България с Решение № С-4 от 22.06.2015 г. и Решение № С-6 от 05.11.2015 г. на КЕВР в изпълнение на член 10, параграфи 1 и 2 от

Директива 2009/73/ЕО. КЕВР текущо наблюдава и контролира дейността на дружеството за съответствие със законовите изисквания за независимост и задълженията му като независим преносен оператор.

#### **4.1.2. Техническа експлоатация**

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор, който извършва дейностите пренос и съхранение на природен газ. Дружеството е титуляр на Лицензии № Л-214-06 и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“ и Лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на:

- национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ на територията на Р България до газоразпределителни мрежи и стопански клиенти;
- газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ през територията на Р България до съседните държави Румъния, Турция, Гърция и Македония;
- подземно газохранилище „Чирен“ за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ.

Чрез дейността си ОПС осигурява: единното управление и надеждното функциониране на газопреносните мрежи; преноса и отчитането на природен газ по газопреносните мрежи; поддържането на обектите и съоръженията на тази 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. С оглед гарантиране сигурната, безопасна и ефективна работа на собствените газопреносни мрежи и прилежащите съоръжения, и за надеждния пренос на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва дейността си в съответствие с действащите наредби, технически норми, приложимите стандарти в тази област и правилата за безопасност при работа, съблюдавайки европейските правила за опазване на околната среда и планове за развитие на газопреносната система. „Булгартрансгаз“ ЕАД чрез Главно диспечерско управление осигурява единно управление, надеждно функциониране и пренос на природен газ по газопреносната система и неговото отчитане при спазване на изискванията за качество.

За гарантиране сигурността и надеждността на функциониране на газопреносните мрежи независимият преносен оператор извършва превантивни дейности по газопреносните мрежи и съоръженията към тях.

Операторът на газопреносната мрежа изготвя график на плановите ремонти и реконструкции на съоръженията на газопреносните мрежи, който съдържа данни относно вида на ремонтите, очакваната им продължителност, както и предполагаемите ограничения при преноса на природен газ. Операторът на газопреносната мрежа разработва и процедури, приложими при извънредни ситуации.

Операторът на газопреносната мрежа осъществява и необходимите действия в случаите на аварии и аварийни ситуации. В тази връзка се разработва и прилага аварийен план за провеждане на спасителни и неотложни аварийно-възстановителни работи при възникване на бедствия, аварии и катастрофи, който е съобразен с Плана за действие при извънредни ситуации, одобрен от министъра на енергетиката, в качеството му на компетентен орган. При нарушаване на режимите на преносните мрежи в случаи на кризисни ситуации, операторът действа съгласно посочения План, като разработва и съгласува режимните схеми на работа на газопреносната мрежа, отчита и анализира всички входно-изходни гранични условия (заявки, налягане, обеми и др.), състоянието на газопреносните мрежи, синоптичната прогноза, състоянието на съседни газопреносни системи, степента на инертност. Операторът организира необходимите човешки и

технически ресурси за управление на технологичния процес, поддържане на готовност за оповестяване при аварии и аварийни ситуации в Главно диспечерско управление, районните диспечерски служби, компресорните станции и подземното газохранилище ПГХ „Чирен“. Във връзка с Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010 (Регламент (ЕС) 2017/1938) през 2018 г. експерти от КЕВР участваха в работата на създадената междуведомствена група към Министерство на енергетиката за актуализиране на Превантивния план и План за действие при извънредни ситуации.

В изпълнение на разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 22 от Директива 2009/73/ЕО, след консултиране със заинтересованите страни, операторът на преносната мрежа разработи Десетгодишен план за развитие на газопреносните мрежи за периода 2018-2027 г., който е съобразен с предстоящите изменения в доставките, потреблението и обмена с други държави. Взети са предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на ЕС. В Десетгодишния план за развитие „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда инвестиции за инфраструктурата за пренос на природен газ и в ПГХ „Чирен“. Планът съдържа всички инвестиции, за които е взето решение да бъдат изпълнени и са определени новите инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години, както и график за изпълнение на инвестиционните проекти. КЕВР одобри представения от „Булгартрансгаз“ ЕАД Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г. с Решение № ДПРМ-7 от 25.07.2018 г.

Общата дължина на газоразпределителните мрежи в страната е 4916 км. Характерно за тях е, че са нови, изградени са в последните двадесет години. Предвид факта, че газоразпределителните мрежи все още са в процес на развитие, същите са натоварени под проектния си капацитет.

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

##### **Тарифи за присъединяване**

КЕВР регулира и определя условията и реда за образуване на цените за присъединяване към газоразпределителните и газопреносните мрежи.

Тарифите за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи (битови и небитови) се образуват по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Тарифите за присъединяване към газопреносните мрежи на добивни газопроводни мрежи, съоръжения за съхранение на природен газ, съоръжения за втечнен природен газ, обекти за производство на газ от възобновяеми източници, газоразпределителни мрежи и небитови клиенти са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на съответното предприятие. Тарифите се образуват въз основа на извършените разходи за всички дейности по присъединяването, стойността на газопроводи и съоръжения в съответствие с нормативните и технологичните изисквания, осигуряващи пряка връзка от технологично одобрената точка на свързване към съответната мрежа до точката на присъединяване към съоръжението на клиента/група клиенти.

##### **Достъп и пренос по газопреносната мрежа**

Във връзка с прилагането от „Булгартрансгаз“ ЕАД на входно-изходния тарифен модел на определяне на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, стартирал от 1 октомври 2017 г., през 2018 г. Комисията извърши текущо наблюдение и мониторинг върху дейността на оператора по пренос на природен газ чрез

ежемесечен анализ на предоставените от оператора на газопреносната система данни за разпределените капацитети, резервираните капацитети и тяхната използваемост от ползвателите, както и за приходите от дейността. Цените за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2018 г. - 30.09.2019 г. са определени в съответствие с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. на КЕВР и са приети с решение по т. 6 от Протокол № 276 от 29.05.2018 г. на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

През 2018 г. заявяването и разпределението на капацитет, както за точките на междусистемно свързване, така и за вътрешните входни и изходни точки на системата, се извършва на Регионалната платформа за резервиране на капацитет RBP.

„Булгартрансгаз“ ЕАД организира балансирането на пазара на природен газ съгласно разпоредбите на ЗЕ, Правилата за търговия с природен газ и Правилата за балансиране на пазара на природен газ, като сключва сделки за покупка и продажба на природен газ за балансиране с ползвателите на мрежата по цени, определени въз основа на Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс. В тази връзка КЕВР утвърди на „Булгартрансгаз“ ЕАД разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за газова година 01.10.2018-30.09.2019 г.

#### **Достъп и съхранение в съоръжение за съхранение**

КЕВР регулира цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение в съответствие със ЗЕ, НРЦПГ и Указанията за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, приети от Комисията. Цените за достъп и съхранение на природен газ, по които се предлага една и съща услуга на различни клиенти при равностойни договорни условия, гарантират спазване на принципа за недискриминация спрямо всички ползватели на мрежата, като в същото време се отчитат и специалните характеристики на националния пазар.

#### **Достъп и пренос до газоразпределителните мрежи**

Тарифите за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи до крайните потребители се утвърждават от Комисията по предложения на газоразпределителните дружества съгласно НРЦПГ.

Цените за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ се регулират от КЕВР чрез метода „горна граница на цени“, съгласно чл. 3 от НРЦПГ. КЕВР утвърждава тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Действащите тарифни структури и цени за крайните клиенти на газоразпределителните дружества са обособени в зависимост от принадлежността на потреблението (битови и небитови), равномерност и неравномерност на потреблението и съответна консумация.

Предоставянето на достъп и ползване на газови съоръжения, собственост на небитови клиенти, на оператор на газоразпределителна мрежа на съответната лицензионна територия, съгласно ЗЕ се извършват след сключване на договор и по цена, определена по методика, одобрена от КЕВР.

#### **4.1.4. Трансгранични въпроси**

Ефективното отваряне на вътрешния пазар и развитието на регионален газов пазар е предпоставка за създаването на единен пазар на природен газ в ЕС, което е в интерес на гражданите и на индустрията. С ключово значение за създаването на регионален газов пазар е изграждането и въвеждането в експлоатация на инфраструктурните проекти, включени в публикувания от ЕК списък с проекти от общ интерес.

В съответствие с Регламент (ЕС) № 347/2013 и във връзка с инвестиционно искане от „Булгартрансгаз“ ЕАД, КЕВР при Решение № И-4 от 09.10.2018 г., с което определи трансгранично разпределение на инвестиционните разходи за проект от общ интерес 6.8.2. „Рехабилитация, модернизирание и разширяване на българската преносна система“ - Фаза 2. Основна цел на проекта е съществуващата газова инфраструктура на територията на България да бъде адаптирана към новите изисквания на пазара и плановите за развитие на инфраструктурата в региона, като по този начин допринесе за увеличаване на степента на пазарна интеграция, създаване на конкурентен газов пазар и стимулиране на развитието на търговията.

През 2018 г. КЕВР одобри на „Булгартрансгаз“ ЕАД Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., който служи за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, изготвян от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSO-G).

### Газопреносна инфраструктура на територията на Р България



Съгласно чл. 170, ал. 1, т. 9 от ЗЕ, операторът на газопреносна мрежа 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 природен газ.

КЕВР одобри актуализиран списък с важни точки от газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД в съответствие с изискванията на Приложение № I към Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005.

В съответствие с чл. 21, ал. 1, т. 28 от ЗЕ, КЕВР осъществява сътрудничество по въпроси от трансграничен характер с регулаторните органи на други държави – членки на Европейския съюз и с АСРЕ, и сключва споразумения за сътрудничество с национални регулаторни органи.

Във връзка с реализацията на проект за газова междусистемна връзка Гърция – България (IGB), експерти от КЕВР взеха участие в работни срещи, проведени в гр. Брюксел, Белгия с участието на представители на ЕК, Гръцкия регулаторен орган (РАЕ) и „Ай Си Джи Би“ АД, в организираната от ЕК работна среща по проекта за газова междусистемна връзка България - Сърбия (IBS) и в пленарното заседание на газовата група по инициативата за междусистемна свързаност на страните от Централна и Югоизточна Европа (CESEC) в гр. Брюксел, Белгия.

С оглед развитие на формите на сътрудничество с регулаторните органи на част от съседните държави въз основа на подписаните споразумения през предходни години, КЕВР продължи съгласуването на действията между регулаторите на държавите от Балканския регион с оглед изпълнение на европейските изисквания, постигането на съпоставимост на регулаторните режими по отношение на трансграничната инфраструктура и избягване на противоречия при взимането на решение на национално равнище. В тази връзка и с оглед протичащите процеси по създаване на регионални пазари и свързаност като стъпка към единен европейски пазар, в областта на природния газ, електроенергетиката и ВиК сектора, КЕВР инициира създаване на постоянно действащ Консултативен форум на националните регулаторни органи на държавите от Балканския регион. На проведената в тази връзка среща на 1 и 2 март 2018 г. в гр. Велико Търново, България представителите на регулаторните органи на Гърция, Сърбия, Северна Македония и Черна гора изразиха силна подкрепа за инициативата и заявиха общите си очаквания, че по този начин ще бъде стимулиран ползотворният многостранен диалог. На 29 септември 2018 г. в гр. Солун, Гърция регулаторните органи на България, Гърция, Сърбия, Северна Македония и Черна гора подписаха Споразумение за създаване на постоянно действащ Консултативен форум на националните регулаторни органи на държавите от Балканския полуостров.

През 2018 г., във връзка с дейността на АСЕР и СЕЕР, в сектор „Природен газ“, бяха изпълнени следните дейности:

- попълване на изисканите данни за пазара на дребно за сектор „Природен газ“ на платформата AEGIS/AREA;
- събиране, анализ и предоставяне на данни за Мониторинговия доклад на АСЕР и СЕЕР за развитието на пазарите;
- предоставяне на допълнителна информация за проектите от общ интерес за България.

#### **4.1.5. Съответствие**

В чл. 21, ал. 1, т. 31 на ЗЕ е транспонирано задължението на регулатора по чл. 41, §1, б. „г“ от Директива 2009/73/ЕО, а именно - да прилага и контролира изпълнението на правнообвързващи решения на ЕК или на АСЕР.

Комисията контролира съответствието на извършваните лицензионни дейности с условията на издадените лицензии, като извършва превантивен контрол в процедурите по издаване на лицензии по ЗЕ. Комисията текущо контролира съответствието на изпълнението



на лицензионната дейност с условията на лицензията като извършва проверки на енергийните предприятия и осъществява последващ контрол върху изпълнението на приетите от нея решения по ЗЕ. В тази връзка КЕВР контролира извършването на дейност, подлежаща на лицензиране по ЗЕ, както и изпълнението на задължението за осигуряване на достъп до собствена уредба и/или съоръжение и до добивна газопроводна мрежа, както и за осигуряване на достъп за ползването им в случаите, предвидени в ЗЕ. Комисията изисква от всички лицензианти информация и извършва текущ контрол относно: брой прекъсвания, продължителност на прекъсванията, качество на обслужването, брой жалби, време за отговор на жалбите и време за коригиране на грешки при измерването и др.

По отношение на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството му на сертифициран независим преносен оператор, правомощията на Комисията по регулиране на дейността му са регламентирани в чл. 21, ал. 3 от ЗЕ. КЕВР следи също за изпълнението на задълженията на отговорника по съответствие на НПО да наблюдава изпълнението на програмата за съответствие и да представя на Комисията тримесечни доклади за изпълнението ѝ, както и годишен доклад, в който да посочва взетите мерки за изпълнение на програмата за съответствие. Видно от постъпилите в КЕВР доклади от отговорника по съответствието за 2018 г. не са налице нарушения при прилагането на програмата за съответствие. Съгласно чл. 81г, ал. 5 от ЗЕ, КЕВР наблюдава и оценява изпълнението на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа, като проучва дали планът обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с Десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. КЕВР има правомощие, когато независимият преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа е следвало да бъде извършена в следващите три години, да задължи оператора да осъществи нужните инвестиции, ако все още е необходимо те да бъдат извършени, както и да осигури възстановяване на разходите за тези инвестиции чрез цените за мрежовите услуги, освен ако неизпълнението е по наложителни причини, които са извън контрола на оператора на мрежата.

#### **4.2. Насърчаване на конкуренцията**

Съгласно ЗЕ, не се изисква издаване на лицензия за дейността търговия с природен газ, като по този начин пазарът за търговия с природен газ е освободен 100%. Съгласно чл. 176, ал. 1 на ЗЕ, добивните предприятия или търговците на природен газ, от една страна, и общественият доставчик на природен газ, крайните снабдители 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.

Съгласно чл. 180, ал. 1 на ЗЕ и разпоредбите на Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи, всички клиенти имат право да избират доставчик на природен газ, което право е гарантирано и в условията на лицензиите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Към края на 2018 г. няма битови или небитови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителните мрежи, които да са сменили доставчика си на природен газ.

##### **4.2.1. Пазари на едро**

Основни участници на пазара на природен газ в страната са:

- „Булгартрансгаз“ ЕАД, комбиниран оператор, осъществяващ дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“;

- „Булгаргаз“ ЕАД, обществен доставчик на природен газ в Р България, осигуряващ доставката на природен газ на крайните снабдители на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносна мрежа при регулирани от КЕВР цени;

- Търговци на природен газ, сключващи сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, крайни снабдители, клиенти, други търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с оператори на газопреносни и газоразпределителни мрежи;

- Газоразпределителни дружества, които осъществяват дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и доставят природен газ до клиенти, присъединени към газоразпределителните мрежи на съответните лицензирани територии;

- Небитови клиенти на природен газ, присъединени към газопреносната мрежа.

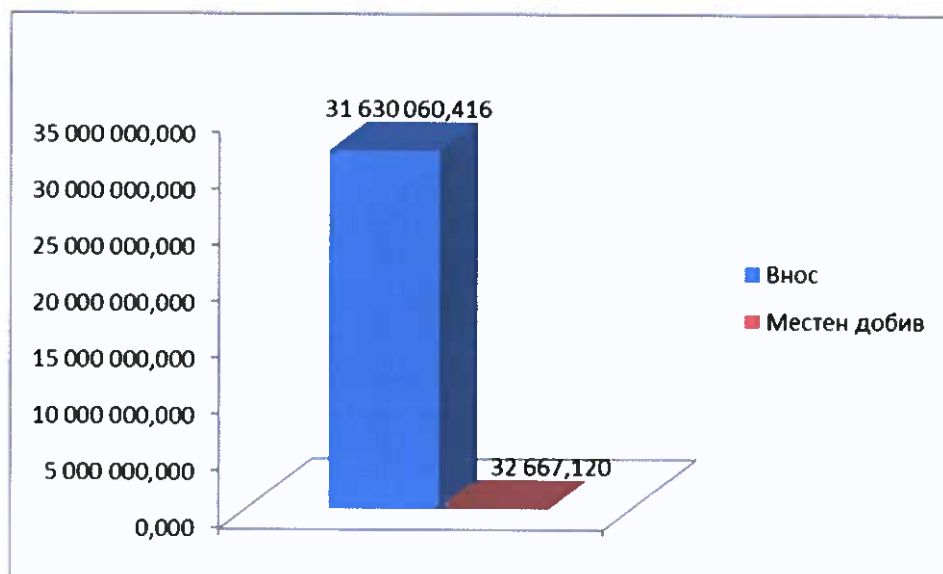
През 2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е пренесло 31 932 099,518 MWh природен газ от внос и местен добив, в т. ч. за крайни клиенти на територията на страната и за износ извън територията на Р България.

Пренесените от „Булгартрансгаз“ ЕАД количества природен газ от внос и местен добив, предназначени за износ извън територията на Р България, са 269 371,982 MWh.

Година	2018 г.
Внос, MWh	177 370,259
Местен добив, MWh	92 001,723
Общо, MWh	<b>269 371,982</b>

Пренесените от „Булгартрансгаз“ ЕАД количества природен газ от внос и местен добив, предназначени за вътрешния пазар на Р България, са 31 662 727,536 MWh.

Година	2018 г.
Внос, MWh	31 630 060,416
Местен добив, MWh	32 667,120
Общо, MWh	<b>31 662 727,536</b>



Доставката и снабдяването с природен газ на територията на Р България се осъществява по газопреносна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и по газоразпределителни мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества (ГРД). По транзитния газопровод, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, се извършва пренос на природен газ до териториите на Турция, Гърция и Северна Македония.

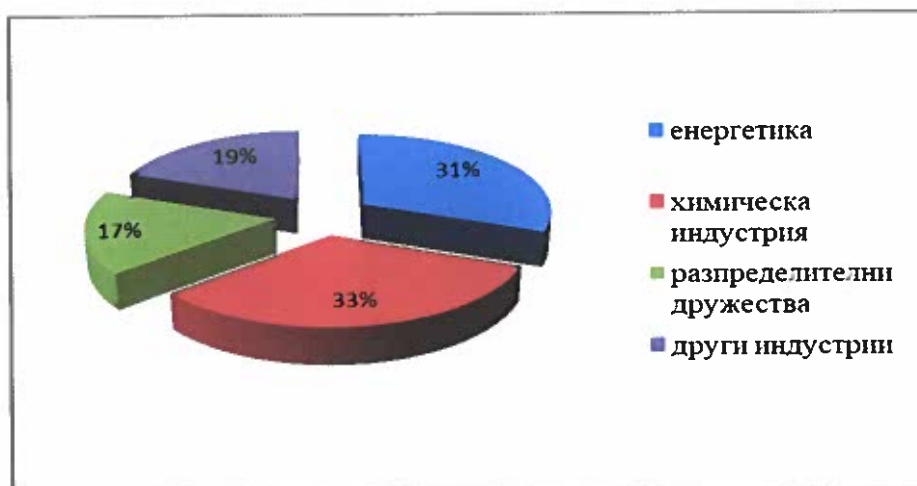
През 2018 г. доставката на природен газ на пазара е осъществявана от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, „Петрокелтик България“ ЕООД, „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и търговци на природен газ.

„Булгаргаз“ ЕАД осъществява внос на природен газ за вътрешния пазар съгласно условията по Договор № 02-12-13 от 15 ноември 2012 г. за доставка на природен газ, сключен с ООО „Газпром экспорт“.

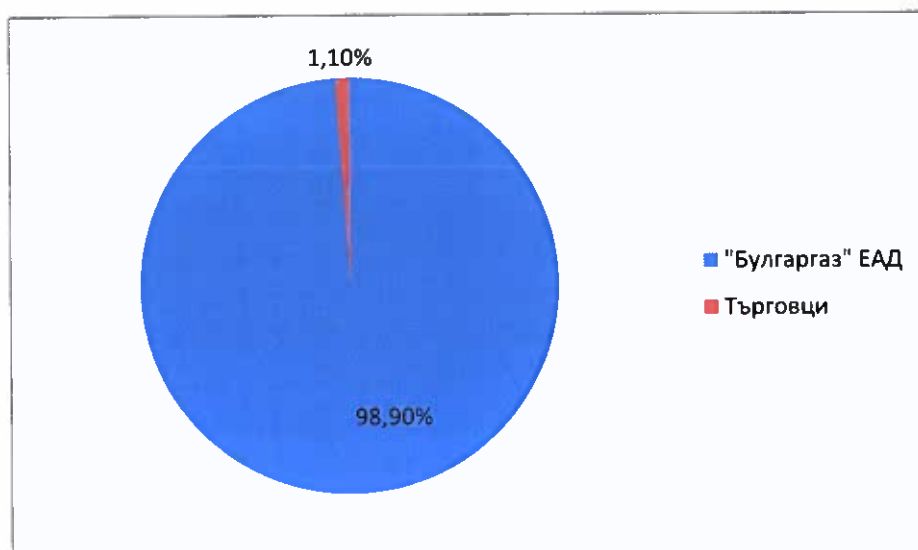
През 2018 г. реализираното количество природен газ от „Булгаргаз“ ЕАД на вътрешния пазар по регулирани цени е 32 078 242,843 MWh.

Структурата на потреблението на природен газ по отделни отрасли е следната:

- енергетика – 9 954 598,558 MWh или 31%;
- химическа индустрия – 10 674 636,732 MWh или 33%;
- разпределителни дружества – 5 446 597,263 MWh или 17%;
- други индустрии – 6 002 410,290 MWh или 19%.



Общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД продава природен газ на регулирани от КЕВР цени, като дялът му в продажбите за 2018 г. е 98,90%. Останалите 1,10% са реализирани от търговци по свободно договорени цени. В следващата графика е представено съотношението на реализираните количества природен газ от обществения доставчик - на ГРД и клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, по регулирани цени и от търговци на природен газ - на ГРД и клиенти, по свободно договорени цени.



„Проучване и добив на нефт и газ“ АД е реализирало 165 029 MWh природен газ от местен добив, от които 38 495 MWh е продало на три газоразпределителни дружества и 126 534 MWh - на търговци на природен газ.

„Петрокелтук България“ ЕООД е продало 55 205,264 MWh природен газ от местен добив на търговци.

#### **Пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа**

През 2018 г. основни ползватели на услугата „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи в страната са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, добивните предприятия и търговци на природен газ. Доставка на природен газ до клиенти на територията на Р България се осъществява основно по националната газопреносна мрежа,

състояща се от 1835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения високо налягане, три компресорни станции – КС „Кардам-1”, КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец” с приблизително обща инсталирана мощност в размер на 49 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. През 2018 г. няма физическо претоварване на газопреносната мрежа на национално и на трансгранично ниво. Техническият капацитет на националната газопреносна мрежа е 7,4 млрд. м<sup>3</sup>, а към края на годината се използва 45% от максималния технически капацитет. Максималното работно налягане на мрежата е 54 bar.

Предвид въвеждането на входно-изходния тарифен модел и в съответствие с изискванията на европейската и националната регулаторна рамка мерната единица, използвана от „Булгартрансгаз“ ЕАД за отчитане на природния газ до национални изходни точки, е променена от единица, измерваща количества (нм<sup>3</sup>) на мерна единица за енергия (MWh).

Пренесените количества природен газ по националната газопреносна мрежа през 2018 г. са по-малко с 6,80% спрямо предходната 2017 г., в резултат от намаленото потребление в страната и намалените количества от местен добив.

#### **Пренос на природен газ по газопреносна мрежа до границите с Гърция, Турция и Северна Македония**

Газопреносната мрежа за транзитен пренос е с основно предназначение за пренос на природен газ до съседни държави, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата клиенти в България. Тя се състои от 953 км газопроводи и шест компресорни станции – КС „Кардам-2”, КС „Провадия”, КС „Лозенец”, КС „Странджа”, КС „Ихтиман” и КС „Петрич”, с приблизително обща инсталирана мощност в размер на 270 MW, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения. През нея основно се транспортират количества природен газ от входна точка на българо-румънска граница до изходните точки към Турция, Гърция и Северна Македония. Техническият ѝ капацитет за пренос на природен газ общо за трите направления възлиза на 17,8 млрд. м<sup>3</sup> годишно, а максималното работно налягане е 54 bar. Количествен и качествен анализ на входящите потоци природен газ по транзитното направление се извършват на газоизмервателни станции „Негру Вода“ 2 и 3. Предаването на природния газ по направления се осъществява съответно на газоизмервателна станция (ГИС) Малкочлар за Турция, ГИС Стримонохори за Гърция и ГИС Жидилово за Северна Македония.

„Булгартрансгаз” ЕАД е изградило и въвело в търговска експлоатация две реверсивни станции за измерване на количествата природен газ между двете газопреносни мрежи, ГИС „Ихтиман” и ГИС „Лозенец”, с помощта на които операторът може да пренася количества природен газ до ползвателите на тези мрежи.

През 2018 г. пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за съседни държави са 14,301 млрд. м<sup>3</sup> или с 12,73% по-малко в сравнение с 2017 г. (16,387 млрд. м<sup>3</sup>), като се наблюдава намаление на пренесените количества природен газ по направление Турция и Северна Македония. През 2018 г. пренесените количества природен газ за Турция са 10,756 млрд. м<sup>3</sup> или с 18,42% по-малко в сравнение с 2017 г.; за Гърция са 3,291 млрд. м<sup>3</sup> или с 12,47% повече в сравнение с 2017 г.; за Северна Македония са 254 млн. м<sup>3</sup> или намаление с 7,72% в сравнение с 2017 г.

#### **Съхранение на природен газ**

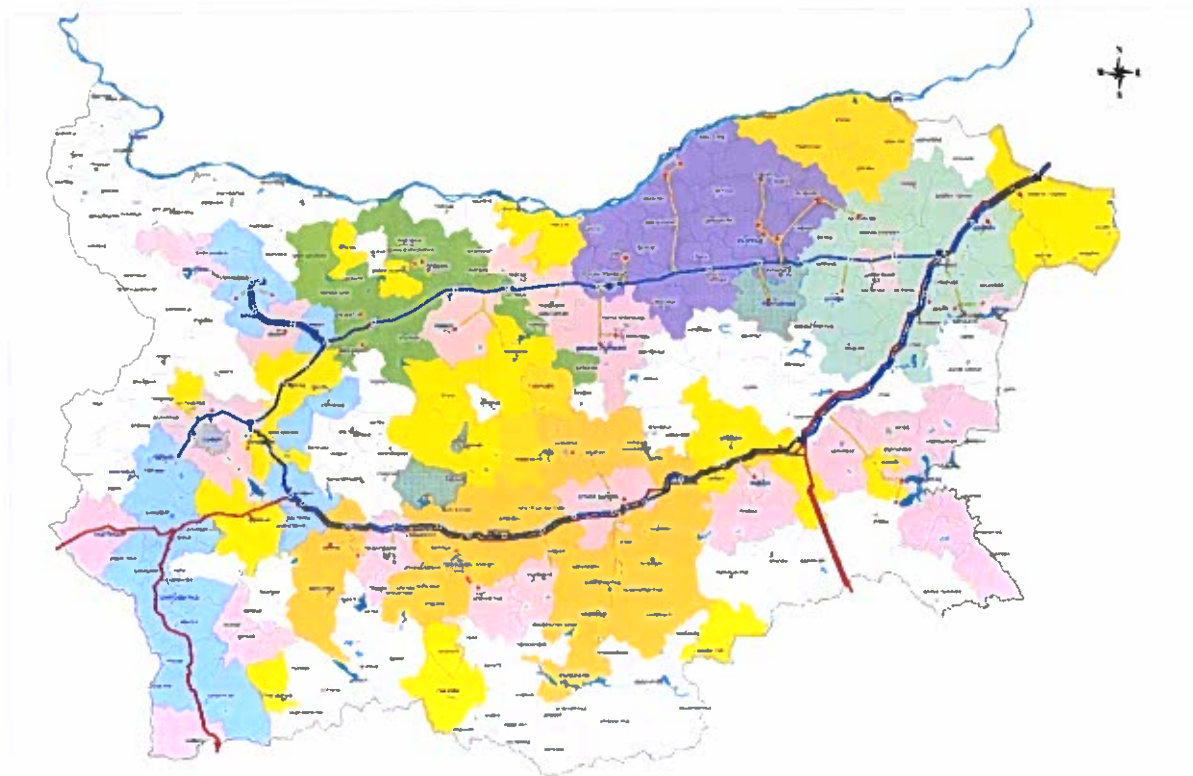
Дейността „съхранение на природен газ” се извършва в единственото на територията на страната подземно газово хранилище „Чирен”, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД.

Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ“, е сезонен и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище. През 2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД са нагнетени 319 млн. м<sup>3</sup> природен газ и са добити 324 млн. м<sup>3</sup>, а към 31.12.2018 г. в газохранилището има наличност от 1112 млн. м<sup>3</sup> природен газ, от които 750 млн. м<sup>3</sup> буферен газ.

#### 4.2.2. Пазар на дребно

Снабдяването с природен газ на територията на Р България се осъществява по газопрееносна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за пряко присъединени клиенти и по газоразпределителни мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества.

В края на 2018 г. на територията на Р България са лицензирани 24 дружества за 35 територии, които обхващат 172 общини, представляващи 65% от всички общини в страната. Девет от дружествата осъществяват снабдяване чрез доставка на сгъстен природен газ до клиенти на територия на общини, които нямат връзка с газопрееносната мрежа. Картата по-долу илюстрира разположението на лицензираните територии за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ.



Необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната е в процес на изграждане и присъединените битови клиенти към газоразпределителните мрежи са малко. Потреблението на битовия сектор е много ниско – 3,25% от общото потребление в страната. Прилаганият от КЕВР регулаторен механизъм осигурява стимули за газоразпределителните дружества за продължаващо развитие на газоразпределителните мрежи и присъединяване на нови клиенти с цел постепенно увеличаване на консумацията на природен газ. В тази връзка КЕВР утвърждава пределни цени за продажба на природен газ,

което дава възможност на газоразпределителните компании да продават на крайни потребители на цени, по-ниски от утвърдените, което насърчава конкуренцията на пазара.

КЕВР извършва мониторинг на пазара на природен газ, като следи за недопускане на дискриминация между всички участници на пазара, както и между участниците от една и съща категория, което също стимулира конкуренцията на дребно и правилното функциониране на пазара. В тази връзка, Комисията при осъществяване на контролните си правомощия, извършва планови проверки на енергийните дружества, както и извънредни проверки по постъпили жалби и сигнали от клиенти на енергийните предприятия.

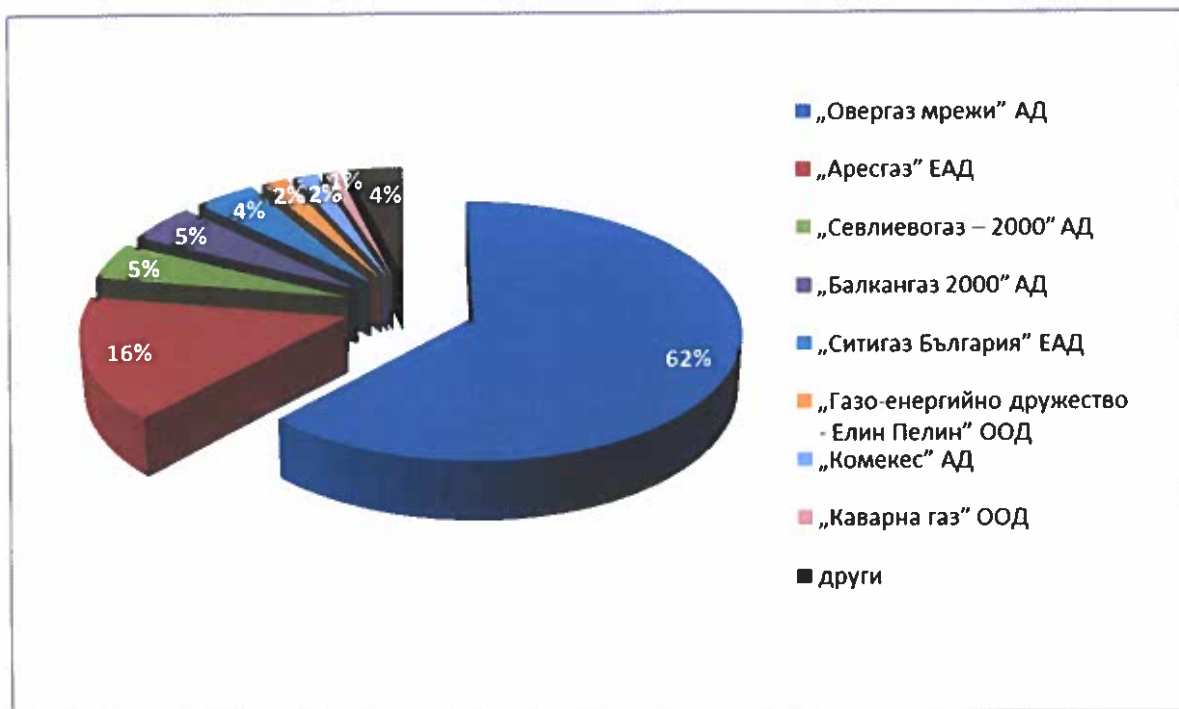
Комисията извършва наблюдение и текущ контрол върху газоразпределителните дружества за изпълнение на заложените параметри в одобрените им бизнес планове, свързани със задълженията им по лицензиите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Резултатите от дейността на газоразпределителните дружества през 2018 г. са представени в таблицата по-долу:

Параметър	Изградена мрежа за 2018 г.	Инвестиции за 2018 г.	Брой клиенти (с натрупване) към 31.12.2018 г.		Консумиран природен газ, хм <sup>3</sup> за 2018 г.	
			небитови	битови	небитови	битови
Газоразпределителни дружества	л. м	хил. лв.	небитови	битови	небитови	битови
<b>Общо:</b>	<b>160 080</b>	<b>23 376</b>	<b>7 230</b>	<b>100 439</b>	<b>432 243</b>	<b>98 893</b>

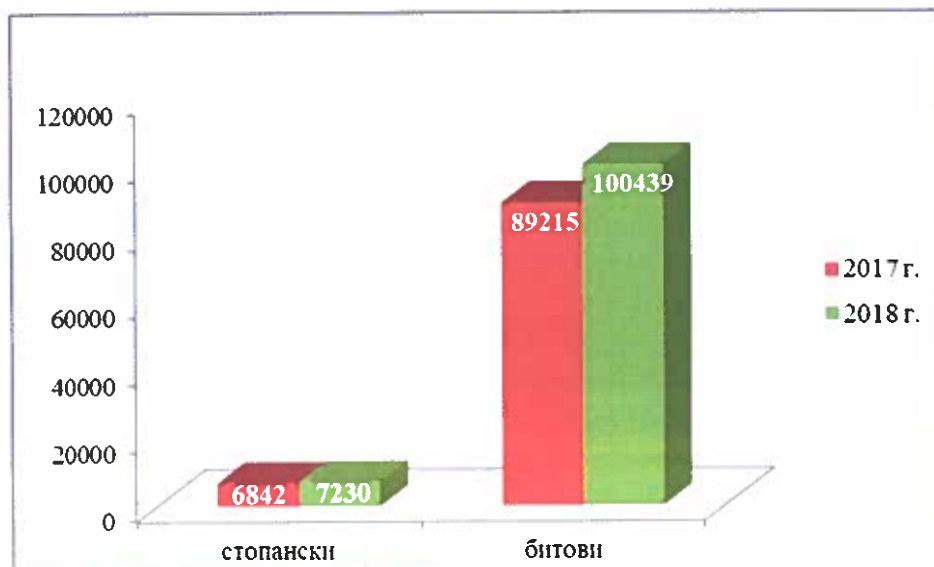
По данни на газоразпределителните дружества, общият брой на клиентите в сектор „Природен газ“ през 2018 г. е 107 669, от тях – 100 439 (93%) битови клиенти и 7 230 (7%) небитови клиенти.

Разпределението на потребителите на природен газ по дружества е представено в графиката по-долу:



„Овергаз Мрежи“ АД обслужва най-много клиенти – 66 860, което е 62% от всички клиенти на природен газ в страната, следвано от „Аресгаз“ АД с 16%, „Севлиевогаз – 2000“ АД и „Ситигаз България“ ЕАД с 5%. Стойността на индекса Херфиндал-Хиршман, който е общоприет измерител за пазарна концентрация и установяване наличието на монопол, по отношение на доставените количества природен газ от газоразпределителните дружества на битови потребители в България, е 4316 и показва висока пазарна концентрация. Индексът е посочен за изчисление в годишните газови индикатори на CEER.

Общият брой на клиентите на газоразпределителните дружества е нараснал от 96 057 през 2017 г. на 107 669 през 2018 г., което е 12% увеличение за една година. Броят на битовите клиенти се е увеличил с 13%, а броят на стопанските – с 6%.





През 2018 г. се наблюдава нарастване на броя на газифицираните битови клиенти в сравнение с 2017 г., което е свързано с реализирането на проекта „Мерки за енергийна ефективност при крайните потребители на природен газ чрез газоразпределителните дружества в България“ (DESIREE GAS). Този проект има за цел да осигури специален и ефективен механизъм за подкрепа на газификацията на българските домакинства в съответствие с изискванията на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО. Той насърчава най-ефективните технологии и подкрепя преминаването от въглеродно интензивни източници на енергия към природен газ, като по този начин се намалява потреблението на енергия и въглеродни емисии в жилищния сектор в България. Проект DESIREE GAS се финансира от Международен фонд „Козлодуй“, администриран от Европейската банка за възстановяване и развитие и е с управляващ орган Министерство на енергетиката. Проектът стартира през месец септември 2015 г. и беше предвиден да продължи 36 месеца. На 5 юли 2018 г. срокът на проекта беше удължен до м. юни 2020 г. Считано от 9 юли 2018 г., безвъзмездната финансова помощ за газификация на българските домакинства по проект DESIREE GAS се увеличи от 20% на 30% от допустимите разходи за сградна инсталация. Допълнително се финансира безвъзмездно 100% такса присъединяване.

#### **4.2.3. Препоръки относно цените за доставка, разследвания и мерки за насърчаване на ефективна конкуренция**

Съгласно разпоредбата на чл. 30, ал. 2 от ЗЕ, цените на енергията, природния газ и услугите, предоставяни от енергийните предприятия, не подлежат на регулиране от Комисията при установяване от нея наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия за съответната дейност в енергетиката. Предпоставките за наличието на конкуренция на пазара са регламентирани от законодателя в разпоредбата на чл. 180, ал. 1 от ЗЕ: „Всеки клиент, присъединен към газопреносна и/или газоразпределителна мрежа, има право да избира доставчик на природен газ, независимо от това в коя държава - членка на Европейския съюз, е регистриран доставчикът, доколкото доставчикът спазва правилата по чл. 173, ал. 1 и изискванията за сигурността на доставките“.

Съгласно чл. 181 на ЗЕ, договорите за природен газ се сключват при регулирани от комисията цени за услуги от обществен интерес по преноса, разпределението и доставката на природен газ, и при свободно договаряне между страните цени - извън услугите от обществен интерес.

Проблемите пред пазара на природен газ могат да бъдат обобщени в три направления: основна доставка на природен газ от един източник; незначителен местен добив и липса на реверсивни връзки към съседните страни. Тези фактори обуславят несигурност на доставките, поради липса на диверсификация на източниците на природен газ, както и недостатъчна конкуренция на газовия пазар.

Постигането на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените на природния газ при пазарни условия, се осигурява посредством ефективно отваряне на пазара като част от единния пазар на природен газ в ЕС, което е в интерес на гражданите и на индустрията. Това се извършва и чрез реализиране на проектите за междусистемна свързаност, които ще предоставят възможност за доставки на природен газ от други източници. От своя страна, това ще повиши конкуренцията и възможностите за избор на доставчик. Проектите за междусистемна свързаност са приоритетни за България, а също така и със значително влияние по отношение гарантиране сигурността на доставките в региона.

На 30.11.2018 г. Народното събрание прие актуализация на Енергийната стратегия на Р България до 2020 г. Промените са обусловени от обстоятелството, че след 1 януари 2020 г. се очаква значителна промяна в маршрутите на доставка на природен газ през територията на Република България от Север-Юг на Юг-Север, както и възможен риск от значително намаляване на транзитираните през страната количества, а оттам и приходите от тях. Това е обусловено от следните факти: предстоящо изграждане на ключови проекти в региона, които ще променят основната посока и маршрути на потоците – „Турски поток“, проектите от „Южен газов коридор“, Трансанадолски газопровод (TANAP), Трансадриатически газопровод (TAP), междусистемна връзка Гърция-България (IGB), проект за нов терминал за втечен газ в Александруполис (Гърция), газопровода East Med (с източници на газ от Средиземно море), както и позицията на ООО „Газпром экспорт“, че след 1 януари 2020 г. компанията няма интерес от ползване на настоящата инфраструктура, осигуряваща входен капацитет от Румъния и изходен капацитет към Турция. В актуализацията на стратегията е посочено, че концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на Република България е основана на идеята от различни входни точки на газопреносната система да постъпват значителни количества природен газ от различни източници, с цел търгуването им на хъба, както и за по-нататъшно транспортиране. В същото време в тази точка ще се организира и пазарно място за търговия с природен газ (газова борса), където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Тази концепция ще се реализира чрез изпълнение на проект за изграждане на газов хъб „Балкан“. Целта е да се свържат пазарите на природен газ на страните членки в региона - България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях пазарите на страните членки от Централна и Западна Европа, както и на договарящите се страни от Енергийната общност - Сърбия, Украйна, Северна Македония, Босна и Херцеговина и др. Реализирането на концепцията за газов хъб цели запазване ролята на България на газовата карта на Европа, като основна държава, осигуряваща входни количества и търговия на природен газ и трансграничен пренос за региона и ЕС, както и да се обезпечи сигурността на доставките на природен газ за България, региона и Европа.

#### **4.3. Сигурност на доставките**

Съгласно чл. 4, ал. 2, т. 4а от ЗЕ, министърът на енергетиката е компетентният национален орган по въпросите за сигурността на доставките на природен газ по смисъла на Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010.

Съгласно чл. 72а на ЗЕ, министърът на енергетиката 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.

Във връзка с Регламент (ЕС) 2017/1938, през 2018 г. експерти от КЕВР взеха участие в работата на междуведомствена група към Министерство на енергетиката относно актуализиране на Превантивния план и План за действие при извънредни ситуации.

Постигането на сигурност на доставките на природен газ, енергийна независимост и реална конкуренция в условията на действащ газов пазар е възможно чрез изграждане на допълнителна газова инфраструктура, модернизирани съществуващите газови трасета на територията на страната и осигуряване на алтернативни източници за доставка на природен газ. С развитието на проектите за междусистемни връзки с Гърция, Турция и Сърбия се очаква в близките години броят на входните точки, през които постъпва природен газ в газопреносните мрежи, да се увеличи значително. Тези проекти ще осигурят възможност за доставки на природен газ от различни източници, което от своя страна ще допринесе за засилване на конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ. Новите газови връзки значително ще увеличат входния капацитет към Република България от Гърция и Турция и същевременно ще осигурят възможност за доставки на втечен природен газ от ВПГ терминалите в тези страни. Във връзка с планираното разширение на капацитета за съхранение на единственото ПГХ „Чирен“, чрез прокаране на нови експлоатационни сондажи и подмяна на част от надземните съоръжения, се очаква обемът на активния газ в газохранилището да нарасне до 1 млрд. м<sup>3</sup>, което ще позволи да бъде увеличен и дневният добив на природен газ от газохранилището.

#### **4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението**

През 2018 г. „Булгаргаз“ ЕАД закупува природен газ от ООО „Газпром экспорт“, който реализира на вътрешния пазар, като покрива 98,9% от потреблението. Останалата част от природния газ за нуждите на вътрешния пазар се покрива от „Петрокелтук България“ ЕООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД, които осигуряват количества природен газ от местен добив, и от търговци.

#### **4.3.2. Мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици:**

През 2018 г. националната газопреносна мрежа е работила в режим значително под техническия, като е използван около 45% от този капацитет. Газоразпределителните мрежи са относително нови и повечето от тях също са натоварени значително под проектния им капацитет.

„Булгаргаз“ ЕАД осигурява количествата природен газ, необходими на клиентите му (крайни снабдители и небитови клиенти, присъединени към газопреносната мрежа) по силата на сключения договор за доставка на природен газ с ООО „Газпром экспорт“. Основна част от крайните снабдители осигуряват количества природен газ за клиентите си, присъединени към газоразпределителните мрежи, съгласно договори за доставка на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД.

В одобрения от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г. е представен сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2018 – 2027 г., като са разгледани: прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2019 – 2023 г. и прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през съществуващата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД за същия период.

Описани са мерките за гарантиране сигурността на доставките на природен газ, включително оценката на риска и формулата N-1 в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) 2017/1938, която описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на природен газ в района на изчислението в случай на

прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително голямо търсене, настъпващ с вероятност веднъж на двадесет години. В случай на такова прекъсване, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на търсенето в района. Резултатите от формулата N-1 за следващите 5 години са дадени в таблица в млн.м<sup>3</sup>/д. Изчисленията показват, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура в периода 2019 – 2020 г. не би бил в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Р България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, в Плана се посочва, че при реализация на проектите за нова газова инфраструктура, Република България ще изпълни стандарта за инфраструктура през 2021 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно: проект за модернизиране, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура (включително модернизация на компресорни станции), проекти за изграждане на междусистемни газови връзки със съседните страни и на връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос на природен газ и проект за разширение на ПГХ „Чирен” и/или за ново газохранилище, както и нови проекти за осигуряване на входен капацитет.

Предвидените за периода 2019 – 2028 г. инвестиции ще допринесат за постигането на повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда за посрещане на очакваното нарастващо търсене на природен газ в страната и региона чрез: инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен”; инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията; инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.

На следващо място се цели осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и пътищата за доставка на природен газ и в резултат по-голяма енергийна независимост; възможност на местните търговци за достъп до природен газ на различни цени и възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори и с проектите от Южния газов коридор - TANAP, TAP, както и други паневропейски проекти, които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа; присъединяване на добивната газопроводна мрежа на добивни предприятия в страната; изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите.

Гарантирането на сигурността на доставките на природен газ за страната ще се осъществи чрез инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с други газопреносни мрежи и инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване, така и на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.

Друга основна цел е осигуряване на достъп до природен газ на нови общини и на нови крайни клиенти, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на

живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво чрез разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната и изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

Мерките, които се предвиждат за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици са:

- 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. м<sup>3</sup>/денонощие в случай на пълно прекъсване на доставките на природен газ от Русия);

- съхранение на природен газ - съхранените в ПГХ „Чирен“ количества природен газ са предназначени основно за компенсиране на неравномерното потребление, както и за гарантиране на сигурността на доставките в случай на дефицит на природен газ. Хранилището разполага с 23 експлоатационни сондажа, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и други технологични съоръжения, необходими за осигуряване нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 млн. м<sup>3</sup> природен газ.

Проектите с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ и развитие на газовата мрежа в региона с оглед гарантиране непрекъсваемост и сигурност на доставките на природен газ, са:

### **Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB)**

Междусистемната газова връзка Гърция – България е проект от „общ интерес“ на ЕС.

На 17 юли 2017 г. в КЕВР и РАЕ е получено заявление за освобождаване, подадено от компанията „Ай Си Джи Би“ АД за газопровода Гърция-България (IGB), в съответствие с разпоредбите на чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО, което е изпратено на Европейската комисия на 7 август 2017 г., в съответствие с разпоредбите на чл. 36, параграф 8 от Директивата.

На 29.05.2018 г. с решения на регулаторните органи на България и Гърция е прието Съвместно становище на КЕВР и РАЕ по подаденото заявление за освобождаване.

На 26 юли 2018 г. в КЕВР и в РАЕ е получено Решение от 25.07.2018 г. С(2018) 5058 final на ЕК относно освобождаване на междусистемна връзка Гърция – България от изискванията на Директива 2009/73/ЕО за достъп на трети страни, регулирани тарифи и отделяне по собственост (Решението). Съгласно Решението, при условие, че българското и гръцкото решения за освобождаване се изменят в съответствие с Решението, както и че националните регулаторни органи при вземането на решения, адресирани до „Ай Си Джи Би“ АД, надлежно вземат под внимание Решението на ЕК, на междусистемната газова връзка Гърция - България (IGB) следва да бъде предоставено освобождаване в съответствие с член 36, параграф 9 от Директива 2009/73/ЕО. Изискванията за изменение на българското и гръцкото решения за освобождаване, направени от ЕК в член 3 и член 4 от Решението, засягат част 4 от Съвместното становище на КЕВР и РАЕ от 29 май 2018 г.

С решения от 08.08.2018 г. е прието Окончателно съвместно решение на КЕВР и РАЕ по заявлението за освобождаване, подадено от „Ай Си Джи Би“ АД, като са направени необходимите изменения при съобразяване с изложените аргументи и направените заключения в Решението на ЕК.

България потвърди отново държавна гаранция за проекта в бюджета за 2018 г. в размер на 110 млн. евро. Проектът се финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ 2014-2020 г., като общата му стойност е 469 832 604 лв. (240,2 млн. евро), а отпуснатите безвъзмездни средства са в размер на 76,2 милиона лева. Обявени са обществени поръчки, свързани с процедури за избор на инженер-консултант, за избор на доставчик на тръбите и за избор на строител на газопровода.

В КЕВР е подадено Заявление с вх. № Е-15-59-4 от 05.11.2018 г. от „Ай Си Джи Би“ АД, с искане за одобрение на Тарифен кодекс на междусистемен газопровод IGB във връзка с т. 4.3 от част IV от Съвместно решение на КЕВР и РАЕ по заявление за освобождаване от „Ай Си Джи Би“ АД, административното производство по което е в ход.

### **Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)**

Междусистемната реверсивна газова връзка България – Сърбия има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Проектът е един от българските газови проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като е включен в Третия списък с проекти от „общ интерес“.

С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, като се използват планираните нови входни точки с Турция и Гърция. Същевременно, в кризисна ситуация ще се използва и за доставка на природен газ от Сърбия.

По данни от техническия проект, дължината на трасето София – Димитровград – Ниш е около 170 км, от които на българска територия около 61 км. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1.8 млрд. м<sup>3</sup>, а максималният е 3.2 млрд. м<sup>3</sup>. „Булгартрансгаз“ ЕАД предстои да проведе необходимите процедури за актуализация на проектната документация и привеждането ѝ в съответствие с актуалните нормативни изисквания, завършване на археологическите проучвания, придобиване на вещни права върху имотите за площадките към газопровода и учредяване на сервитут за линейната част на газопровода, изработване на работен проект, получаване на разрешение за строеж. С изменението на Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014–2020 г.“ „Булгартрансгаз“ ЕАД е допустим бенефициент за завършване подготвителните дейности за реализация на проекта. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е месец май 2022 г.

### **Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)**

Междусистемната връзка Турция – България е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и BOTAS, Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите, като по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м<sup>3</sup>/г. Междусистемната връзка Турция–България е проект от „общ интерес“ съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. Реализацията на Междусистемната връзка Турция – България до голяма степен зависи от развитието на други проекти, както на „Булгартрансгаз“ ЕАД, така и международни такива. Въвеждането в експлоатация на проектите, част от Южния газов коридор, Междусистемната газова връзка Гърция – България, както и на проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбската граница“ може да осигури диверсификация на източниците на природен газ,

доставящите партньори и маршрутите, без да са необходими инвестиции за реализацията на Междусистемната връзка Турция – България.

### **Проектът Eastring – България**

Eastring – България е подпроект на проекта „Eastring”, който е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Концепцията Eastring, разработена на този етап и включена в общностния Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG за периода 2017–2026 г., предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България. „Булгартрансгаз” ЕАД е дружеството, ангажирано за реализацията на българския участък от Eastring.

Изпълнението на „Предпроектно проучване за проекта Eastring” е започнало през 2017 г. със срок за изпълнение - 1 година. След неговото завършване, резултатите са представени официално пред заинтересованите страни на 20.09.2018 г. в гр. Братислава, Словакия. Проучването показва, че двупосочният газопровод с диаметър 1400 мм и работно налягане от 100 бара ще има капацитет до 20 bcm на година на първия етап, с потенциално повишаване до 40 bcm на година в следващата фаза. Капиталовите разходи за Фаза 1 на проекта са оценени на 2,6 млрд. евро. Ако бъде взето инвестиционно решение, новият газопровод ще започне да функционира през 2025 г.

### **Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница**

Във връзка с изискванията по Глава V „Процедура за добавен капацитет“ от Регламент (ЕС) 2017/459 на Комисията от 16 март 2017 г. за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределяне на капацитет в газопреносни системи и за отмяна на Регламент (ЕС) № 984/2013, която предвижда съвместни действия от операторите на преносни системи по провеждане на технически проучвания за проекти за добавен капацитет, „Булгартрансгаз“ ЕАД е провело пазарно проучване за търсенето на добавен (нов) газопреносен капацитет Open Season, Фаза 1 и Фаза 2.

Предвид получените резултати, които обосновават необходимостта от провеждане на обвързваща процедура за разпределение на капацитет, в т.ч. икономически тест и вземане на окончателно инвестиционно решение, „Булгартрансгаз“ ЕАД подаде заявление до КЕВР с искане за одобрение на необходимата документация за провеждането на ангажираща фаза от процедурата Open season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Процедурата). Предвидената за изграждане нова газова инфраструктура включва две точки на свързване със съседни газопреносни системи - IP Странджа 2/Малкочлар (от Република Турция към Република България) и IP Кирево/Зайчар (от Република България към Република Сърбия). КЕВР изготви анализ на данните, съдържащи се в заявлението, въз основа на Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове по неговото прилагане, както и при съобразяване с изискванията на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ, който определя недискриминационни правила за условията на достъп до газопреносни системи за природен газ, при отчитане на специалните характеристики на националните и регионалните пазари. С Решение № Д-1 от 21.12.2018 г. КЕВР одобри Обвързващи правила и Методика за образуване на цените за резервиране на капацитет за провеждане на ангажиращата Фаза 3 от Процедурата Open Season за „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“. С това решение КЕВР утвърди на „Булгартрансгаз“ ЕАД и необходими годишни

приходи от реализацията на добавен капацитет, разпределян във Фаза 1 на икономическия тест на Процедурата, в размер на 329 331 хил. лв., при фактор на разпределение на необходимите приходи, свързани с допълнителния капацитет (F-factor), в размер на 0,9, както и норма на възвращаемост на капитала преди данъчно облагане, валидна при провеждане на отделните фази на икономическия тест на Процедурата, в размер на 8,86%.

**Регионален газов хъб „Балкан” е свързан с развитие на газовата инфраструктура на територията на Република България.** Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на Република България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране, като в същото време в тази точка се организира и място за търговия с газ - хъб, където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Идеята за изграждането на регионален газов център е подкрепена със стратегическото географско разположение на Република България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и с проектите за изграждане на междусистемни връзки с Турция, Гърция и Сърбия и доизграждане на инфраструктурата с Румъния.

Концепцията за изграждане на газов хъб „Балкан” е включена в списъка с проекти от „общ интерес” на Европейската комисия от 18 ноември 2015 г., съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. В списъка този проект фигурира под номер ПОИ 6.25.4 в клъстер 6.25., включващ алтернативни проекти за доставки на природен газ от нови източници и по нови маршрути до Централна, Източна и Югоизточна Европа.

Концепцията за газов хъб „Балкан” включва в себе си няколко ключови елемента: нови източници на природен газ; оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен”; модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура и нова инфраструктура за газовия хъб.

Във връзка с необходимостта от провеждане на детайлно предпроектно проучване е одобрено безвъзмездно съфинансиране на стойност до 920 500 евро (50% от общата стойност на проекта) по програма „Механизъм за свързване на Европа“ (CEF Call 2016-2) за „Предпроектно проучване за проекта газов хъб „Балкан”. На 15.03.2018 г. между „Булгартрансгаз” ЕАД и избрания консорциум ДЗЗД „АФ-ЕМГ Консулт” е подписан договор за изготвяне на предпроектно проучване за газов хъб „Балкан”. Стойността на подписания договор е в общ размер на 2 327 437 лв.

Предвид стратегическото географско местоположение и развитата газова инфраструктура, с изпълнението на планираните нови проекти, които са в ход, България има възможност да постигне диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона и да запази значението си на газовата карта на Европа, както и на основна държава, осигуряваща входни количества и търговия на природен газ и трансграничен пренос за региона и ЕС.

## **5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ” И „ПРИРОДЕН ГАЗ”**

### **5.1. Защита на потребителите**

#### **5.1.1. В сектор „Електроенергетика”**

В изпълнение на изискванията на чл. 37, параграф 1, б. „п” от Директива 2009/72/ЕО, за гарантиране на бърз достъп и предоставяне на данни за потреблението на клиентите, 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. В допълнение към това, електроенергийните предприятия имат собствени интернет сайтове за достъп на всеки потребител до тях и във всеки областен град на обособената им лицензионна територия е открит център за обслужване на клиенти.

В Глава трета, „Регулиране на дейностите в енергетиката“, Раздел VI „Мерки за защита на потребителите на енергийни услуги“ от ЗЕ, в изпълнение на изискването на чл. 37, параграф 1, б. „п“ от Директива 2009/72/ЕО, са регламентирани задължения на енергийните предприятия да предоставят на своите клиенти информация за:

- реално потребените количества и стойността на предоставената услуга в съответствие с договорената периодичност на отчитане без задължение за допълнително плащане за тази услуга;

- условията за предоставяне на електронна информация за фактурирането и електронни фактури;

- доставчикът на енергия предоставя на друг доставчик на енергия данни за потреблението на битов клиент, когато това е предвидено в изрично споразумение между клиента и доставчика на енергия.

Тези разпоредби гарантират на клиентите достъп до данни за потреблението на енергия, предоставяното в лесно разбираем формат и ползването на данните за потреблението. Клиентите разполагат с данните за потреблението си и могат съгласно споразумение и без допълнителни разходи да предоставят тези данни на всяко лицензирано дружество за доставка, с което е транспонирано изискването на приложение I, буква з) от Директива 2009/72/ЕО.

### **5.1.2. В сектор „Природен газ“**

КЕВР осъществява регулирането на дейностите в енергетиката, като се ръководи от общи принципи, определени в ЗЕ, включително осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти и създаване на гаранции за защита на крайните клиенти. С оглед защита правата на клиентите на енергийните предприятия КЕВР осъществява тясно сътрудничество с Комисията за защита на потребителите, Омбудсмана на Република България, както и с неправителствени организации за защита на потребителите.

КЕВР като специализиран държавен орган осъществява регулирането на дейностите в енергетиката и осигурява правата на потребителите, като одобрява общите условия на договорите, предвидени в ЗЕ и правилата за работа с потребителите на енергийни услуги, които изготвят енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес. Този вид договори имат регламентирано в ЗЕ задължително съдържание, с което се гарантират правата на клиентите. Лицензиантите, предоставящи услуги от обществен интерес, са длъжни да осигурят в общите условия на договорите и правилата за работа с потребителите защита на правата на клиентите и равнопоставеност между групите клиенти.

Измененията на Закона за енергетиката от 17.07.2012 г., с които се транспонират изискванията на Директива 2009/73/ЕО, са в интерес на потребителите, като укрепват и гарантират техните права и осигуряват по-голяма прозрачност на пазарните отношения. С

направените последващи изменения и допълнения на ЗЕ са създадени нови разпоредби, касаещи мерките за защита на потребителите на енергийни услуги, които целят гарантиране на ефективна и адекватна защита на техните права. Допълнени и прецизирани са разпоредбите, касаещи мерките за защита на крайните клиенти, които задължително трябва да се съдържат в договорите с потребители на енергийни услуги.

ЗЕ изисква енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, да определят в общите условия за снабдяване и ползване на мрежите и в правилата за работа с потребителите на енергийни услуги специални процедури за предоставяне на уязвими клиенти на информация, свързана с потреблението, и за преустановяване снабдяването на уязвими клиенти. По данни на дружествата броят на регистрираните уязвими клиенти за 2018 г. в сектора е 6.

КЕВР упражнява контрол върху задълженията на енергийните предприятия относно предоставяне на информация на клиентите и по отношение на работата с потребителите на лицензираните газоразпределителни дружества във връзка с предоставяната годишна отчетна информация за дейността и чрез извършване на проверки по документи и при необходимост на място.

## **5.2. Уреждане на спорове**

Условията и редът за подаване и разглеждане на жалби са регламентирани в ЗЕ и НЛДЕ. Комисията 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 този закон; клиенти срещу доставчици на енергия и природен газ, включително крайни снабдители, свързани с изпълнението на задълженията им по този закон; както и лицензианти срещу лицензианти, свързани с изпълнението на лицензионната дейност по ЗЕ.

В двумесечен срок от подаване на жалба 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. Процедурата е доброволна и поверителна. При доброволното уреждане на спорове Комисията не се произнася с решение, а процедурата завършва със споразумение. В нея участват страните по спора и помирител – член от работната група от КЕВР, на която е възложена преписката по жалбата. Помирителят използва всички разумни средства и усилия за разрешаване на спора, като може да предложи на страните решение на спора и при съгласие - да оформи писмено споразумението.

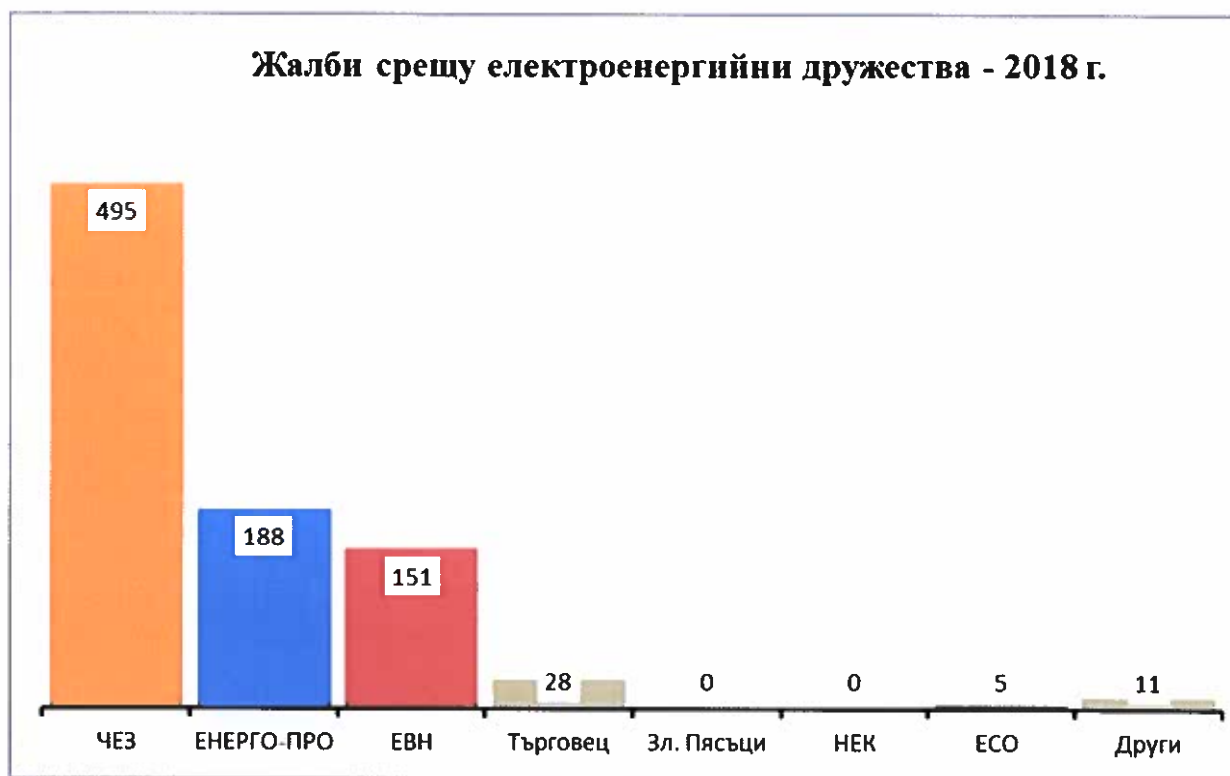
Когато не е постигнато доброволно уреждане на спора или при отказ на страна от доброволно уреждане, Комисията взема решение по жалбата в срок от два месеца след получаването ѝ. Този срок може да бъде удължен с още два месеца, ако естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация 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 решение дава задължителни указания по прилагането на закона. Решенията на Комисията подлежат на обжалване пред Административен съд София-град по реда на Административнопроцесуалния кодекс.

Съгласно нормативната уредба КЕВР разполага с правомощия, които ѝ позволяват да изпълнява задълженията, посочени в Директива 2009/72/ЕО и Директива 2009/73/ЕО, а именно - да действа като орган по уреждане на спорове по отношение на всяка жалба/оплакване срещу оператор на преносна или разпределителна система във връзка с задълженията на този оператор, както и да се произнася с решение по жалбите.

### 5.2.1. В сектор „Електроенергетика“

През 2018 г. в Комисията за енергийно и водно регулиране бяха получени общо 877 броя жалби срещу лицензирани дружества от сектор „Електроенергетика“, по които на основание чл. 22, ал. 1 от ЗЕ бяха образувани административни производства.

Най-голям е броят на жалбите срещу „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД. На второ място са „Електроразпределение Север“ АД и „ЕНЕРГО - ПРО Продажби“ АД, а на следващо - „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД. Жалбите срещу лицензирани дружества за дейността „търговия с електрическа енергия“ са основно за проблеми, свързани със смяна на доставчика. Срещу ЕСО ЕАД са подадени 5 броя жалби. Не са регистрирани оплаквания срещу „Електроразпределение Златни пясъци“ АД и „ЕСП Златни пясъци“ ООД, както и срещу НЕК ЕАД.



Исканията на жалбоподателите са класифицирани по групи, както следва:

## Класификатор на жалбите срещу електроенергийни дружества



На водещо място през изминалата година са жалбите, свързани с качеството на доставяната електрическа енергия ниско напрежение в точката на присъединяване, чести спирания на електрозахранването, повреди в електрически уреди. Извършените проверки и измервания показаха много висок процент на основателност, поради което на дружествата бяха дадени задължителни указания в кратки срокове да предвидят и изпълнят мерки за подобряване на качеството.

На второ място са жалбите във връзка с отчитане и фактуриране на електрическата енергия, в т.ч. твърдения за неточно отчитане, липса на реален отчет, неточна работа на тарифните превключватели, грешки при фактурирането на отчетените количества и начисляване на мрежови услуги.

Останалите причини за оплаквания от потребители се класифицират както следва:

- корекции на количества потребена, но неизмерена и/или неточно измерена електрическа енергия, установени по реда на ПИКЕЕ, но считани от потребителите като неправомерни;

- съмнения за точност на измервателните уреди, недоволство от отдалечено от имота място на монтиране, неуведомяване за планова или периодична подмяна, неуведомяване или липса на свидетели при съставяне на констативни протоколи при подмяната им;

- преустановяване на електрическото захранване без основание и без предварително уведомяване;

- забавяне, включване на некоректни клаузи, неправомерно прекратяване на договори за присъединяване на нови обекти на потребители и производители на електрическа енергия;

- забавяне от страна на електроснабдителните дружества при издаване на документи за смяна на доставчик;

- забавяне и проблеми при сключване на договори за доставка на електрическа енергия;

- лошо техническо състояние, наличие на опасни съоръжения, нарушени сервитути на енергийни обекти;

- проблеми при присъединяване на централи, използващи възобновяеми източници към електроразпределителните мрежи;

- неправомерно прилагане на ценови решения на КЕВР;
- изкупуване и придобиване на съоръжения по § 4 от ЗЕ;
- изкупуване на произведена електрическа енергия от централи, произвеждащи енергия от възобновяеми източници или такива с комбинирано производство.

За изясняване на причините и премахване на предпоставките за оплаквания от потребители на енергийни услуги, през 2019 г. КЕВР планира да извърши проверки на електроразпределителните и електроснабдителните дружества за спазване на условията на издадените им лицензи.

Във връзка с водени от и срещу Комисията дела и по разпореждане на съдебни състави бяха сформирани работни групи и извършени 16 броя проверки по жалби, по документи и на място.

През 2018 г. КЕВР разгледа жалби от потребители на електрическа енергия и услуги и се произнесе с 681 броя решения по образуваните административни производства, от които:

- 130 броя основателни, с дадени задължителни указания;
- 253 броя прекратени поради неоснователност;
- 249 броя прекратени поради недопустимост за разглеждане;
- 41 броя прекратени поради отпаднал правен интерес на жалбоподателя;
- 2 броя прекратени поради разглеждане от съда;
- 6 броя прекратени поради оттегляне на жалбата.

На основание чл. 144, ал. 2 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, при проверка на подадената жалба се събират всички необходими доказателства. По подадената жалба може да се организира среща на страните в седалището на Комисията. В тази връзка, за допълнително изясняване на обстоятелствата по подадени в КЕВР жалби бяха проведени 5 (пет) срещи между представители на енергийните дружества и страните по жалбите. В резултат на разговорите и обсъжданията на поставените проблеми бяха постигнати договорености и споразумения, които спомогнаха за правилното и навременно разрешаване на споровете между страните.

### **5.2.2. В сектор „Природен газ”**

За сектор „Природен газ” през 2018 г. в КЕВР са получени общо 31 писма, запитвания и жалби. По получените запитвания са изготвени отговори, които са изпратени на адресатите.

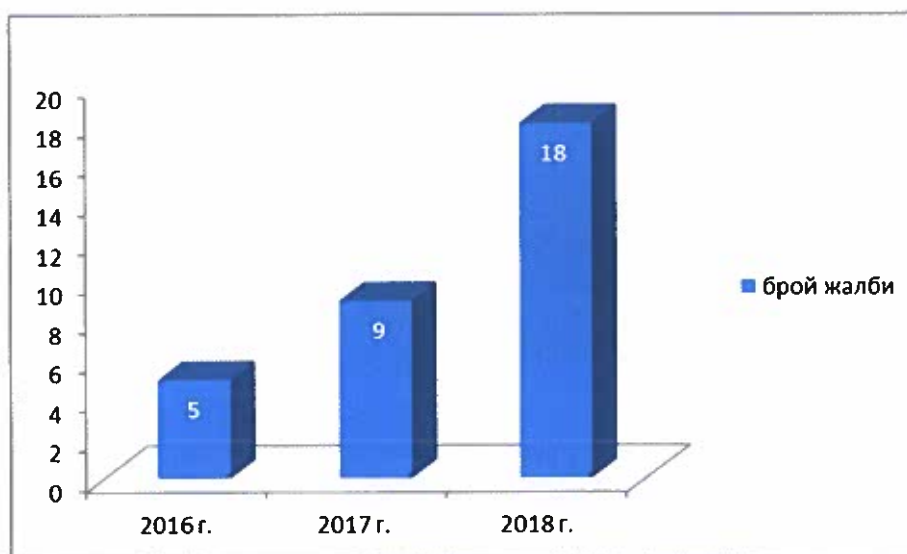
Подадените жалби са 21. КЕВР се е произнесла с решения по деветнадесет от получените жалби. Пет от жалбите са основателни, като Комисията с решенията си е дала задължителни указания на лицензиантите и е определила срок за изпълнението им. Всички задължителни указания, дадени на газоразпределителните дружества, са изпълнени в определения срок, за което са представени доказателства. По единадесет жалби КЕВР се е произнесла с решения, с които е прекратила преписките, както следва: по четири от жалбите Комисията е приела, че са неоснователни; по три от жалбите производствата са прекратени поради недоказан правен интерес; по две – поради оттегляне от жалбоподателите; две от жалбите не са разгледани по същество и са прекратени на основание чл. 4, ал. 3 от НЛДЕ поради неотстраняване на нередовности в законоустановения срок. По останалите три от жалбите КЕВР се е произнесла с решения, с които е приела, че са недопустими, прекратила е производството и същите са препратени за разглеждане по компетентност на основание чл. 31, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс.

Две жалби са подадени в края на 2018 г., като по тях Комисията се е произнесла с решения през януари 2019 г.

Комисията се е произнесла с решение и по жалба от предходната година, административното производство по която поради фактическата и правна сложност на случая е приключило през отчетната година.

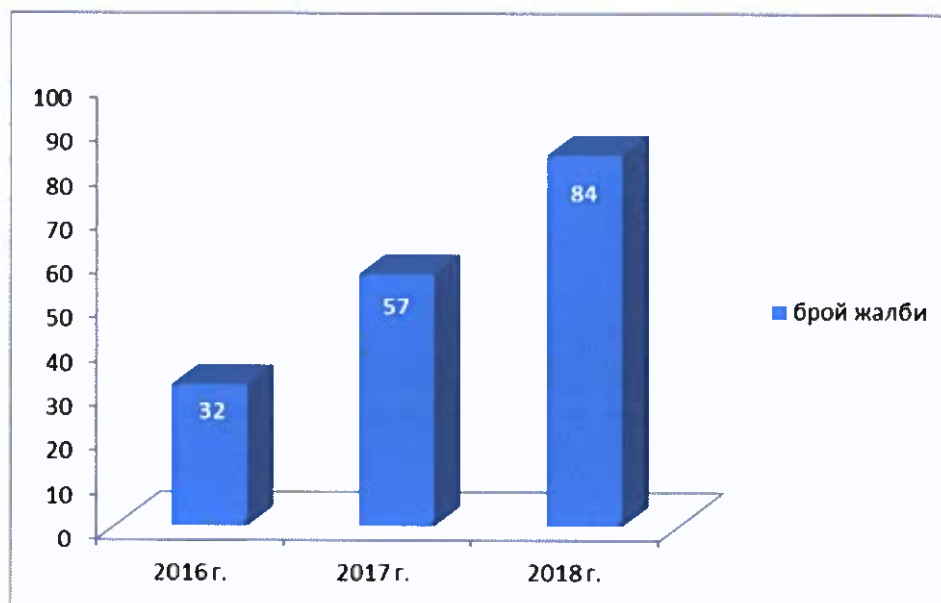
Броят на получените в КЕВР през 2018 г. жалби, касаещи сектор „Природен газ“, е 0,02% спрямо общия брой клиенти (107 669) и се запазва нисък в сравнение с другите три сектора. Като основна причина може да се посочи малкият процент газифицирани обекти в страната, съответно малкият брой битови и небитови клиенти на природен газ. Тенденцията на запазване на ниско ниво на жалбите в сектора се дължи и на обстоятелството, че дружествата информират клиентите си за регламентирания в Общите условия на договорите и в Правилата за работа с потребители ред за подаване и разглеждане на жалби, своевременно разглеждат подадените жалби и удовлетворяват основателните.

#### ***Брой жалби, подадени в КЕВР по години***



През 2018 г. броят на жалбите, подадени в газоразпределителните дружества, е 84, през 2017 г. броят им е бил 57, а през 2016 г. - 32.

#### ***Брой жалби, подадени в газоразпределителните дружества по години***



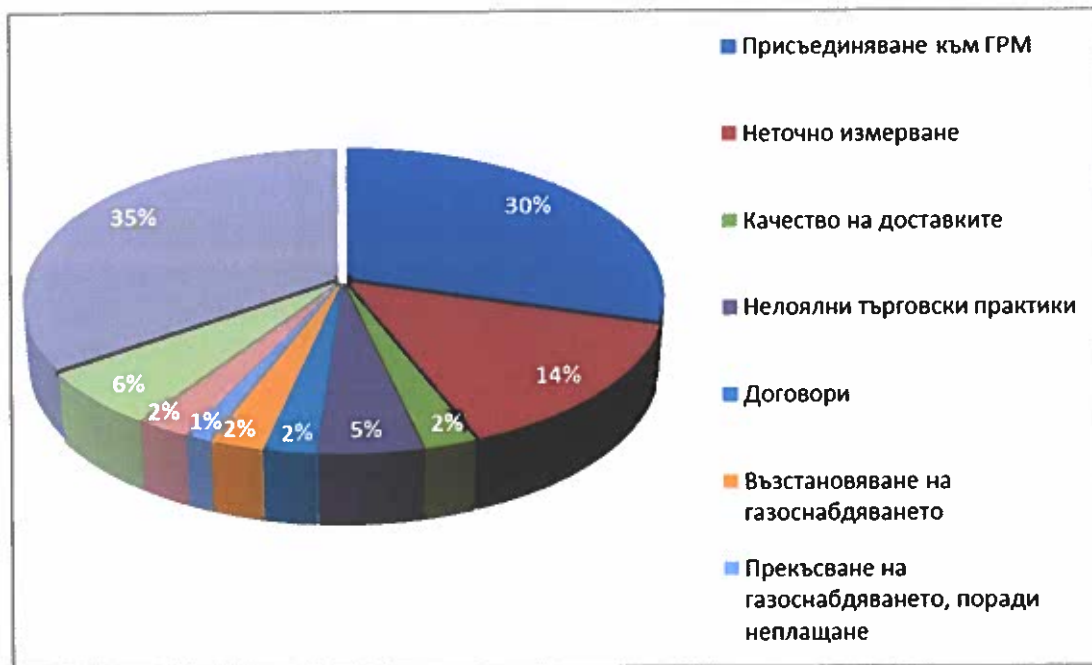
Клиентите, които са подали жалби в газоразпределителните дружества през 2018 г., представляват под 0,08% от всички клиенти на природен газ, като се запазва тенденцията на нисък брой жалби спрямо броя на битовите клиенти, който през 2017 г. е бил под 0,06%, а през 2016 г. - под 0,04%. От общо 35 лицензирани територии на газоразпределителни дружества в България, жалби са подадени в 15 от тях. Броят на клиентите на природен газ в тези 15 територии (98 938) съставлява 91,9% от всички клиенти на природен газ в страната. Най-много жалби са подадени в „Овергаз Мрежи” АД за лицензираната територия на Столична община и община Божурище - 21 бр. (0,03% от общия брой клиенти на дружеството). Това представлява 25% от всички жалби в сектора.

Според предмета им жалбите се разпределят, както следва:

Предмет на жалбите	Брой жалби	Брой удовлетворени жалби
Присъединяване към ГРМ	25	1
Неточно измерване на потребеното количество природен газ	12	3
Качество на доставките	2	1
Нелоялни търговски практики	4	2
Договори	2	1
Възстановяване на газоснабдяването	2	0
Прекъсване на газоподаването поради неплащане	1	0
Съдържание на фактурите	2	1
Цена	5	0
Обезщетение	0	0
Смяна на доставчик	0	0
Обслужване на клиенти	0	0
Друго	29	14
Общо жалби:	84	23

От графиката по-долу е видно, че най-голям брой от жалбите са свързани с присъединяване към ГРМ и неточно измерване на потребеното количество природен газ.

Останалите жалби се отнасят основно до: качество на доставките; нелоялни търговски практики; договори; възстановяване на газоснабдяването; прекъсване на газоподаването поради неплащане; съдържание на фактурите; цена и други.



От 25 бр. жалби, свързани с присъединяване към ГРМ, една жалба е основателна и удовлетворена, 24 бр. са неоснователни. От 12 бр. жалби, свързани с неточно измерване на потребеното количество природен газ, 3 бр. са основателни и са удовлетворени. От 5 бр. жалби, свързани с цена, всички са неоснователни и съответно неудовлетворени. От 29 бр. други жалби 14 бр. са основателни и са удовлетворени от дружествата. Неоснователните са свързани с: влага в приземно помещение; несъгласие с местоположение на газорегулаторно и измервателно табло (ГРИТ); несъгласие с инсталация на съсед; несъгласие с начин и срок за изграждане на сградна газова инсталация (СГИ); некачествени строително-монтажни работи; замръзнала СГИ; несъгласие с начисляване и плащане на различни видове сметки; преместване на газопроводно отклонение; качество на доставките.

Не са подавани жалби, касаещи обезщетение, смяна на доставчик и обслужване на клиенти.

Газоразпределителните дружества са разгледали получените жалби и са приели за основателни и съответно са удовлетворили 23 от тях.

На всички подадени жалби дружествата са отговорили в установените в Общите условия и Правилата за работа с потребителите срокове.

Дружествата работят в посока повишаване удовлетвореността на клиентите, като за целта се извършва отчет и анализ на приетите обаждания и запитвания и най-честите причини за техните оплаквания, въз основа на които се предприемат своевременни коригиращи действия. Извършват се консултации на клиентите по въпроси, свързани с газоснабдяването, като изготвяне на индивидуална оферта за изграждане на газова инсталация, препоръки за използване на газови уреди и др. Извършват се справки и консултации относно сметки за изразходвани количества природен газ, дава се информация за гаранционно и извънгаранционно обслужване на газови уреди, приемат се и се регистрират молби, запитвания и жалби.



Някои дружества предоставят възможност, чрез услугата „Плщане на равни месечни вноски“, клиентите да оптимизират разходите си за енергия, като за целта при ползване на услугата, клиентите могат да разпределят дължимите суми за природен газ през активния отоплителен сезон равномерно през цялата година.

Работи се в посока информираност на клиентите по отношение на предлаганите услуги и разясняване на правата им във връзка с подаване на жалби, уреждане на спорове и възможността им да се обърнат към КЕВР при неудовлетвореност от получен отговор по жалба. При подписване на договор за доставка на природен газ дружествата запознават клиентите с Общите условия към тях и информират своите клиенти относно правата им и начините за защита на интересите им.

Дружествата от сектор „Природен газ“ използват различни информационни канали:

- национален информационен телефон;
- интернет сайт;
- електронен адрес.

На всеки един от тях клиентите могат да получат съдействие по въпроси, свързани с газоснабдяването, както и да регистрират сигнали, оплаквания и жалби.

Някои дружества имат организирано приемно време и провеждат изследване за оценка на клиентската удовлетвореност.

В клиентските центрове на газоразпределителните дружества на видно място са поставени Общите условия за продажба на природен газ, както и Правилата за работа с потребители, където също са разяснени начините и процедурите за подаване на жалби и уреждане на спорове.

