



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

**Годишен доклад  
за Европейската комисия**

**юли 2022 г.**

## **СЪДЪРЖАНИЕ**

<b>1. ПРЕДИСЛОВИЕ</b>	<b>4</b>
<b>2. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ</b>	<b>5</b>
2.1. Оценка на развитието и регулирането на пазара	7
2.2. Доклад за изпълнението на Пакета за чиста енергия	14
<b>3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ</b>	<b>15</b>
3.1. Регулиране на мрежата и техническо функциониране	15
3.1.1. Отделяне	15
3.1.2. Разширяване и оптимизация на мрежата	15
3.1.3. Мрежови тарифи	16
3.1.4. Регулиране на сигурността и надеждността	17
3.1.5. Мониторинг на баланса между търсене и предлагане	19
3.1.6. Трансгранични въпроси	20
3.1.7. Изпълнение на мрежовите кодекси и насоки	26
3.2. Конкуренция и функциониране на пазара	26
3.2.1. Пазари на едро	26
3.2.2. Пазар на дребно	33
3.2.3. Защита на потребителите и уреждане на спорове	35
<b>4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	<b>37</b>
4.1. Регулиране на мрежата	37
4.1.1. Мрежови и ВПГ тарифи за присъединяване и достъп на клиентите	37
4.1.2. Балансиране	38
4.1.3. Трансгранични въпроси	39
4.1.4. Изпълнение на мрежовите кодекси и насоки	39
4.2. Конкуренция и функциониране на пазара	42
4.2.1. Пазари на едро	44
4.2.2. Пазар на дребно	50
4.2.3. Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията	53
4.2.4. Защита на потребителите и уреждане на спорове	54
4.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО има правомощия)	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
ВТТ	Виртуална търговска точка
ВяЕЦ	Вятърна електрическа централа
ГРД	Газоразпределителни дружества
ГРМ	Газоразпределителна мрежа
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕПМ	Електропреносна мрежа
ЕС	Европейски съюз
ЕСО ЕАД	„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД
ЕЦ	Електрическа централа
ЗЕ	Закон за енергетиката
Комисия, КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
КЗК	Комисия за защита на конкуренцията
КЗП	Комисия за защита на потребителите
НЕК ЕАД	„Национална електрическа компания“ ЕАД
НЛДЕ	Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката
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
НПО	Независим преносен оператор
ОП	Оперативна програма
ОПС	Оператор на преносна система
ПДН	Пазар „ден напред“
ПОИ	Проект от общ интерес
ПТЕЕ	Правила за търговия с електрическа енергия
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
ENTSOE	Европейска мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия
ENTSOG	Европейска мрежа на операторите на газопреносни системи

## **1. ПРЕДИСЛОВИЕ**

През 2021 г. дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията, регулатора) беше насочена към либерализация на електроенергийния пазар, развитие на борсовата търговия, регионална свързаност на електроенергийните и газови пазари и активно участие на страната в европейския енергиен пазар.

През 2021 г. усилията на регулатора в сектор „Електроенергетика и топлоенергетика“ бяха насочени към смекчаване на последиците от драстичния скок на цените на електрическата енергия на свободен пазар, започнал през второто полугодие на 2021 г. Бяха приети изменения в Методиката за определяне на цената на електрическата енергия на доставчика от последна инстанция, и в Правилата за търговия с електрическа енергия с цел по-справедливо разпределение на разходите за регулиране на електроенергийната система между всички търговски участници. Комисията прие и решения за прилагане на регламентите и мрежовите кодекси на европейския електроенергиен пазар за гарантиране на доставките, създаване на конкурентен вътрешен пазар на електрическа енергия и намаляване на въглеродните емисии.

В подкрепа на либерализацията и интеграцията на пазара на природен газ, усилията на Комисията бяха насочени към повишаване на конкурентността на българския пазар и осигуряване на безпрепятствен достъп до него за всички участници. Приоритетите в сектора бяха - осигуряване на енергийните доставки, диверсификация на източниците и маршрутите за природен газ, постигане на ликвиден и конкурентен пазар на природен газ, развитие на газопреносната инфраструктура и свързване на българския пазар с пазарите на страните от региона. През 2021 г. освен вноса на природен газ от Руската федерация се осъществяваше и внос от Азербайджан, което е стъпка към диверсификация на доставките на природен газ и насърчаване на конкуренцията. Увеличават се търгуваните количества на организиран борсов пазар, което е показател за развитието на търговията на природен газ. Следва също да се отбележи, че през годината се наблюдаваше и драстично поскъпване на цената природния газ не само в България, а и в цяла Европа. В заключителен етап е изграждането на междусистемната газова връзка България-Гърция IGB, която ще бъде от важно значение за реалната диверсификация на доставчиците на природен газ.

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**Председател на КЕВР**

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

През 2021 г. ситуацията в сектор „Електроенергетика“ бележи началото на твърде рязка, дори драматична трансформация на електроенергийните и газови пазари в световен мащаб. Стойностите на енергоносителите, както и на въглеродните емисии, достигнаха нива, за които нито индустрията, нито битовите потребители бяха готови. Рекордният ръст на цените на енергийните ресурси, продължил и в началото на 2022 г., се превърна в предизвикателство, както за българската енергетика, така и за националната икономика. Това поставя на дневен ред необходимостта от нови регулаторни подходи и мерки в подкрепа на ускорената трансформация на сегашния пазарен модел, с цел да се отговори адекватно на новите реалности.

През 2021 г. усилията на регулатора в сектор „Електроенергетика и топлоенергетика“ бяха насочени към смекчаване на последиците от драстичния скок на цените на електрическата енергия на свободен пазар, започнал през второто полугодие на 2021 г.

В ценовите си решения Комисията продължи да прилага балансиран подход и не допусна резки ценови изменения. През 2021 г. средно претегленото повишение на общите цени на електрическата енергия за битови клиенти на регулиран пазар възлиза на 4,40%. Утвърдени бяха средно с 16,23% по-високи цени на топлинната енергия, в сравнение със сезон 2020-2021 г., въпреки сериозното увеличение на цените на природния газ и на квотите за емисии на парникови газове.

За да не бъдат недопуснати финансови загуби за доставчиците на балансираща енергия поради участието им в регулирането, Комисията възприе нов подход при определянето на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране надолу. Цените на тази енергия е обвързана както с постигнатите почасови цени на електрическата енергия на пазара „ден напред“, така и с регулираната цена на производителите, участващи в микса на обществения доставчик.

Развитието на международната обстановка в резултат на военния конфликт между Руската федерация и Украйна доведе до изключителни сътресения и нестабилност на пазарите на енергия. Очаква се това да доведе до адаптиране на дългосрочните планове на Европейския съюз за плавен преход към използване на беземисионни източници на енергия. Допълнителна пречка пред трайното успокояване на пазарите е и неяснотата относно продължителността на военните действия и мащаба на икономическите и геополитически последици за Европа, в т.ч. и за Република България. В досегашната си практика в сектор „Електроенергетика“ КЕВР винаги е работела за изграждане на стимули за пълната либерализация на пазара на електрическа енергия, но наблюдаваните процеси налагат през 2022 г. фокусът на работа на Комисията да бъде променен. Приоритет за регулатора ще бъдат действия и мерки, свързани с поддържането на стабилност и предвидимост по отношение функционирането на пазара и осигуряването на достъпни цени за потребителите. Предвид нарастващите изисквания по отношение на въвеждане на мерки по опазване на околната среда, през 2022 г. в сектор „Топлоенергетика“ усилията ще са насочени към създаване на регулаторна рамка за технологично обновление на топлофикационните дружества с цел намаляване на емисиите на парниковите газове и неутрализиране на ефектите от нарастващите цени на квоти и горива.

Това може да бъде постигнато чрез инсталиране на фотоволтаични централи в топлофикационните дружества за покриване на собствените нужди от електроенергия, използване на геотермална енергия за отопление чрез локални станции и др. мерки.

В областта на контролната дейност през 2022 г. Комисията ще продължи дейността по одобряване на общи условия на енергийни дружества с цел привеждането им в съответствие с промените в нормативната уредба. В съответствие с установената практика регулаторът ще извършва проверки по всеки получен сигнал за нарушение на лицензионни задължения. По отношение разглеждането на жалби и работата с потребителите Комисията предприема мерки за строг контрол за спазване на законоустановените срокове за разглеждане и решаване на

спорове и за подобряване на комуникацията между клиенти и доставчици.

Дейността на регулатора в сектор „Природен газ“ през 2021 г. беше насочена към създаване на предпоставки за постигане на ликвиден и конкурентен пазар на природен газ и свързване на българския пазар с пазарите на природен газ на страните членки в региона и в Европа. Комисията лицензира два организирани борсови пазара на природен газ – „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и „Българска енергийна търговска платформа“ АД. Търговските участници на борсите получиха достъп до услуги и продукти при равнопоставени условия и гарантиране на анонимността на сделките. Наред с това, през изтеклата година, КЕВР лицензира 44 търговеца на природен газ, сред които и водещи европейски компании. По този начин с увеличаване на броя на пазарните участници се повишава ликвидността и конкуренцията на пазара на природен газ. Регулаторът лицензира „Ай Си Джи Би“ АД за дейността „пренос на природен газ“ по газопровода IGB и с предстоящото му въвеждане в експлоатация се очаква да бъде осигурена реална диверсификация на източниците на газовия пазар в Р България.

В дългосрочен план важни цели, за постигането на които КЕВР има значима роля, са намаляване зависимостта на страната от един източник на природен газ чрез диверсифициране на източниците на доставка, развитието на националната инфраструктура и свързването ѝ с газопреносни системи на съседни държави. С регулаторната си дейност Комисията ще продължи да оказва подкрепа за повишаване на ликвидността, либерализирането на пазара и понижаване на цените на природния газ. Дейността на регулатора трябва да е насочена към прецизиране на правилата за образуване на цените на природния газ, подлежащи на регулиране, с цел намаляване на цените за битовите потребители и стимулиране на битовата газификация. Предстоящото сертифициране на „Ай Си Джи Би“ АД, като независим оператор на преносна мрежа за природен газ, ще създаде нормативни условия за функциониране на газопровода IGB, което ще даде възможност за разнообразяване на източниците на доставка на природен газ. Всичко това ще доведе до либерализиране на пазара, до сключване на повече сделки при свободно договорени цени, до засилване на конкуренцията между доставчиците. В дългосрочен план, при благоприятна международна и регионална обстановка, тези фактори са ключово условие за намаляване на цените на природния газ в Р България, както за битовите клиенти, така и за индустрията.

През 2018 г. бе прието изменение на Закона за енергетиката (ЗЕ) чрез създаване на Глава седма "а" „Контрол по изпълнение 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 (ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 08.05.2018 г.). В съответствие с измененията КЕВР има правомощие да разследва нарушение на чл. 3 и чл. 5 от Регламент (ЕС) № 1227/2011 и да налага санкции и глоби при установени нарушения.

В съответствие с чл. 13 от 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 (Регламент (ЕС) № 1227/2011, Регламента), всяка държава членка следва да гарантира, че националният регулаторен орган разполага с правомощия за разследване и да предприема мерки, необходими за прилагане на забраните за пазарна злоупотреба, установени в чл. 3 и чл. 5 от Регламента, както и на задължението, установено в чл. 4 от Регламента. Съгласно чл. 18 от Регламент (ЕС) № 1227/2011, регулаторният орган следва да прилага санкции, приложими към нарушения на Регламента. Предвидените санкции трябва да бъдат ефективни, пропорционални и възпиращи, като отразяват характера, продължителността и сериозността на нарушението, нанесените на потребителите вреди и потенциалните ползи от търговията, извършена на базата на вътрешна информация и манипулиране на пазара. Във връзка с посочените задължения относно прилагане на Регламент (ЕС) № 1227/2011 е прието изменение на Закона за енергетиката (ЗЕ) - обн., ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 08.05.2018 г., което предвижда конкретният размер на санкцията и глобата да се определя от Комисията за енергийно и водно регулиране (Комисията) в съответствие с приета от нея методика, публикувана на страницата ѝ в интернет (чл.224г от ЗЕ).

На заседание на Комисията с решение по протокол № 4R от 8.04.2021 г. по т. 1 е приета Методика за определяне на санкциите и глобите, налагани по чл. 224г от Закона за енергетиката, която влиза в сила от датата на нейното обнародване в „Държавен вестник“ (обн., ДВ, бр. 31 от 14.04.2021 г.). В същия брой на „Държавен вестник“ са обнародвани Правила за достъп до преписки, свързани с установяване на нарушения по чл. 3 и 5 от Регламент (ЕС) № 1227/2011, използване и съхраняване на документи, представляващи производствена, търговска или друга защитена от закон тайна, приети на заседание на Комисията с решение по протокол № 4R от 8.04.2021 г. по т. 2, които влизат в сила от датата на обнародването им.

С приемането на посочените два подзаконовни нормативни акта бе завършен целия нормативен комплекс, необходим за осъществяване от Комисията на мониторинг и контрол по изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия, наред със Закон за изменение и допълнение на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г.) и Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (обн., ДВ, бр. 111 от 31.12.2020 г., в сила от 31.12.2020 г.).

## **2.1. Оценка на развитието и регулирането на пазара**

През 2021 г. КЕВР прие следните подзаконовни нормативни актове, правила и указания: Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, обн., ДВ, бр. 65 от 6.08.2021 г., в сила от 6.08.2021 г. (НИД на НЛДЕ) Във връзка с необходимостта от привеждане на Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) в съответствие с изискванията на Закона за електронното управление (ЗЕУ) и подзаконовите нормативни актове по прилагането му, КЕВР прие Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, обн., ДВ, бр. 65 от 6.08.2021 г., в сила от 6.08.2021 г. (НИД на НЛДЕ).

С приемането на НИД на НЛДЕ се цели привеждането на акта в съответствие с изискванията на чл. 2, ал. 1 от ЗЕУ. В тази връзка отпада изискването лицата, които подават заявление за издаване, допълване, прекратяване и продължаване на срока на лицензията, както и за разрешаване на предвидените в НЛДЕ сделки, да посочват седалище и адрес на управление, тъй като тези данни са публични и налични в Търговския регистър, поради което следва да се събират служебно от администрацията на КЕВР.

В резултат от извършените промени, Наредбата е приведена в съответствие с изискванията на чл. 2, ал. 1 от ЗЕУ, като се създават условия и предпоставки за намаляване на административната тежест чрез редуциране на обема на изискуемите документи в административните производства, които се развиват пред КЕВР.

**Правила за изменение и допълнение на Правила за търговия с електрическа енергия, обн., ДВ, бр. 110 от 2021 г., в сила от 24.12.2021 г. (ПИД на ПТЕЕ)**

С извършените със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обнародван в ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г. (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г.) и Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обнародван в ДВ, бр. 9 от 02.02.2021 г. (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) промени в ЗЕ и в ЗЕВИ, както и с оглед необходимостта от прецизиране на отделни разпоредби на Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), се наложи приемане на Правила за изменение и допълнение на Правила за търговия с електрическа енергия, обн., ДВ, бр. 110 от 2021 г., в сила от 24.12.2021 г. (ПИД на ПТЕЕ).

Със ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 57 от 2020 г., е предвидено, че считано от 01.10.2020 г., крайните снабдители снабдяват с електрическа енергия само битови крайни клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение. Тази законова промяна наложи изменение в частта на Правилата, регламентираща отношенията между крайния снабдител и крайните клиенти, свързани с доставката на електрическа енергия, вкл. и тези между крайния клиент и доставчика от последна инстанция. С измененията и допълненията на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от

02.02.2021 г.) се пристъпи към следващ етап от либерализацията на пазара на електрическа енергия, като и производителите на електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници (ВИ) и от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) с обща инсталирана мощност от 500 kW до 1 MW, са задължени да продават цялото произведено количество електрическа енергия на различните сегменти на организирания борсов пазар. Горното е отразено в разпоредбите на ПТЕЕ, регламентиращи структурата и състава на балансиращите групи, възможността за обединение на балансиращи групи, както и дейността на координаторите на балансиращи групи.

От друга страна, по-голямото окрупняване на балансиращите групи чрез обединяването им с общ финансов сетълмент води до количествено нетиране на небалансите в групите без действително снижение на разходите за регулиране. В тази връзка, по данни от независимия преносен оператор, в резултат от делегирането на небалансите от един координатор на друг, цената на недостига се увеличава през зимните месеци с около 15%. Също така, при администрирането на процеса на окрупняване на групите, в който поетапно са се включили всички координатори на балансиращи групи, са констатирани спорни и неизяснени въпроси, свързани с договорите за преразпределение на небалансите в стандартните балансиращи групи. Спорните положения наложиха изменение на съответните разпоредби на ПТЕЕ, изразяващи се в премахването в определени случаи на възможността за обединение на балансиращи групи чрез общ финансов сетълмент.

На следващо място, ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., предвиди отпадане на сделките за закупуване на студен резерв за гарантиране сигурността на електроенергийната система. Въведен е нов модел за гарантиране на сигурността на електроенергийната система чрез сключването на сделки на конкурентен принцип за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги, а именно участие в първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности в съответствие с разпоредбите на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия. В тази връзка са изменени разпоредбите на ПТЕЕ, относими към предоставянето на студен резерв.

Отделно от горното, при отчитане на постигнатите резултати от работата на електроенергийната система и пазара на електрическа енергия за периода след последните изменения на ПТЕЕ (обн. ДВ бр. 40 от 05.05.2020 г.) са установени непълноти и неточности в посочената редакция на акта, както и наличие на разпоредби, чието прилагане създава значителни затруднения за някои търговски участници, поради което са прецизирани и разпоредбите на Глава осма от ПТЕЕ относно правилата за снабдяване от доставчик от последна инстанция (ДПИ).

В резултат от създаването на необходимите условия за фактическото участие на производителите от възобновяеми източници (ВИ) и високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) с обекти с обща инсталирана електрическа мощност от 500 kW до 1 MW на организирания борсов пазар ще се увеличи неговата ликвидност и стабилност. По-високите търгувани обеми ще доведат съответно и до търсенето/предлагането на по-голям брой и по-разнообразни борсови продукти, отговарящи в най-голяма степен на портфолиото на съответния търговски участник. По този начин ще се насърчи конкуренцията между доставчици, съответно клиенти и ще се повиши доверието на всички в пазара на електрическа енергия и неговата надеждност и прозрачност.

С премахването на възможността за обединение на стандартни и/или комбинирани балансиращи групи чрез общ финансов сетълмент ще се постигне сходна степен на оптимизиране на разходите за балансиране.

С приетите изменения по отношение правилата за снабдяване от ДПИ се внася по-голяма яснота в отношенията между основния доставчик/координатор на балансираща група, доставчика от последна инстанция, крайния клиент и оператора на електропреносната или съответната електроразпределителна мрежа и се избягват случаите, в които противно на изискванията и целта на чл. 95а от ЗЕ крайни клиенти остават за значителен период от време



без доставчик на електрическа енергия за времето от прекратяване на доставката от основния доставчик до регистрацията им при доставчик от последна инстанция.

### **Правила за работа на организиран борсов пазар на електрическа енергия (ПРОБПЕЕ)**

През месец декември 2020 г. КЕВР откри процедура по изменение и допълнение на Правилата за работа на организиран борсов пазар на електрическа енергия, започнала по предложение на борсовия оператор „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД). През 2021 г. са приети Правила за изменение и допълнение на Правила за работа на организиран борсов пазар на електрическа енергия, обн., ДВ, бр. 4 от 15.01.2021 г. (ПИД на ПРОБПЕЕ, обн., ДВ, бр. 4 от 15.01.2021 г.). Целта на ПИД на ПРОБПЕЕ, обн., ДВ, бр. 4 от 15.01.2021 г., е да се създаде сигурност в обществените отношения, възникнали в резултат на търговията с електрическа енергия на организиран борсов пазар, като се уреди право на борсовия оператор временно да преустановява работата на екраните за търговия на пазарен сегмент „двустранни договори“.

През 2021 г. пазарното обединение „ден напред“ на гръцка и румънска граница през 2021 г., както въведената и започнала реална работа нова платформа за търговия, считано от 01.12.2020 г., и предстоящото въвеждане на блокови продукти наложи изменение и допълнение на ПРОБПЕЕ. Също така, в резултат от натрупаната практика от работата на борсовия пазар и неговото администриране, се установи необходимост от прецизиране на отделни разпоредби от Правилата. На основание чл. 21, ал. 1, т. 42 от ЗЕ и във връзка с получено предложение от БНЕБ ЕАД, Комисията прие Правила за изменение и допълнение на Правила за работа на организиран борсов пазар на електрическа енергия, обн., ДВ, бр. 41 от 18.05.2021 г. (ПИД на ПРОБПЕЕ, обн., ДВ, бр. 41 от 18.05.2021 г.).

В тази връзка, с ПИД на ПРОБПЕЕ, обн., ДВ, бр. 41 от 18.05.2021 г., са изменени и допълнени следните разпоредби на Правилата: чл. 8, чл. 9, чл. 24, чл. 61, чл. 87, чл. 92, чл. 96, чл. 99, чл. 102, чл. 103, чл. 105, чл. 123, чл. 124, чл. 131, чл. 148, чл. 159, чл. 163, чл. 164, чл. 185, чл. 186, чл. 192, чл. 195, чл. 198, чл. 214, чл. 224, чл. 232, чл. 233, чл. 242 и чл. 276. Редакциите целят усъвършенстване на ПРОБПЕЕ във връзка с настъпили технически проблеми, прецизиране на сроковете за известяване на графиците от страна на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД и др. Създаден е и нов чл. 257а, с цел насърчаване спазването на разпоредбата на чл. 105, ал. 6 от ПТЕЕ от страна на търговските участници, както и повишаване на сигурността на сделките на пазара на електрическа енергия и осигуряване на условия за своевременно погасяване на парични задължения.

С ПИД на ПРОБПЕЕ, обн., ДВ, бр. 41 от 18.05.2021 г., се цели постигане на сигурност в обществените отношения, възникнали в резултат на търговията с електрическа енергия на организиран борсов пазар, чрез създаване на нормативни предпоставки за работата на обединенията на българския със съседните пазари на електрическа енергия и на внедрената нова платформа за търговия, съответно възможността за въвеждане на нови продукти. На следващо място се цели усъвършенстване на Правилата с цел по-точното им и правилно прилагане от пазарните участници и борсовия оператор.

По предложение на БНЕБ ЕАД, през месец ноември 2021 г. Комисията откри процедура по изменение и допълнение на ПРОБПЕЕ. В резултат от натрупаната практика от работата на борсовия пазар и неговото администриране, е установена необходимост от ново уреждане на някои отношения, възникващи в хода на търговията с електрическа енергия на организиран борсов пазар на пазарен сегмент „двустранни договори“ и на пазарен сегмент „ден напред“, поради което с Правила за изменение и допълнение на Правилата за работа на организиран борсов пазар на електрическа енергия, обн., ДВ, бр. 2 от 07.01.2022 г. (ПИД на ПРОБПЕЕ, обн., ДВ, бр. 2 от 07.01.2022 г.) са изменени и допълнени следните разпоредби на Правилата: чл. 34, чл. 139, чл. 147, чл. 153, чл. 239 и чл. 244. С приетите изменения и допълнения се урежда процедурата по оттегляне от борсовия пазар на електрическа енергия на търговските участници по собствено желание, внесена е яснота относно механизма на формиране на клиринговата цена и са прецизирани сроковете за подаване на оферти, публикуване на клиринговите цени за деня на доставка, съответните търгувани обеми,

кривите на търсене и предлагане, обхващащи подадените оферти за търсене и предлагане в българската пазарна зона, нетната позиция на обмен (внос/износ) за съответния интервал на доставка, както и за публикуване на резултатите от търговията за търговските участници, сключили сделки в ЕСТ-ДН. Редактиран е и текстът на чл. 153 с оглед защита на борсовия оператор от неоснователни възражения, водещи до прекомерна административна ангажираност. В допълнение, БНЕБ ЕАД е изразило становище, че „застраховка-гаранция“ следва да отпадне като вид обезпечение за плащане и/или добро изпълнение на пазарен сегмент „двустранни договори“, тъй като при неизпълнение на задълженията на посочения сегмент за изправната страна ще се създадат затруднения при усвояването на този вид обезпечение поради сложността на процеса по удовлетворяване на претенциите от застраховка в сравнение с удовлетворяването от банкова гаранция и/или паричен депозит. В тази връзка са изменени текстовете на чл. 239 и чл. 244 и е отменен § 1, т. 18 от Допълнителната разпоредба на акта. С приетите промени се цели за безпротиворечивото прилагане на ПРОБПЕЕ от пазарните участници и осигуряване на по-надеждни условия и предпоставки за сключване на сделки за дългосрочни продукти на участниците на сегмент „двустранни договори“.

### **Правила за поддържане на платформата за сравняване на оферти за доставка на електрическа енергия (ПППСОДЕЕ)**

Със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г.) е създадена нова т. 27а в чл. 21, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ), с която се регламентира правомощие на КЕВР да създаде и да поддържа платформа за сравняване на оферти за доставка на електрическа енергия (платформата). Съгласно чл. 38и, ал. 5 от ЗЕ, условията и редът за поддържане на платформата се определят с правила, приети с решение на КЕВР. С приемането на ПППСОДЕЕ са създадени условия и ред за поддържане, участие и ползване на платформата, както и се осигурява сигурност в обществените отношения, възникнали в резултат от нейната работа.

ПППСОДЕЕ са структурирани систематично в седем отделни глави. Глава първа, озаглавена „Общи положения“, се състои от чл. 1 – чл. 4 и урежда предметния обхват, подлежащите на регулиране обществени отношения и поддръжката на платформата. Глава втора, озаглавена „Регистрация“, включва чл. 5 – чл. 11 и регламентира процедурата за регистрация и достъп на/до платформата за отделните категории ползватели, прекратяването на регистрацията и временното преустановяване на достъпа до нея. Глава трета, с наименование „Видове оферти“, обхваща чл. 12 – чл. 15 и урежда критериите, по които се разграничават отделните видове оферти, съответно условията, на които офертите следва да отговарят. Глава четвърта „Изготвяне, публикуване, актуализиране и премахване на оферти“ се състои от чл. 16 – чл. 21 и регламентира реда, начина и условията за изготвяне, публикуване, актуализиране и премахване на оферти от страна на регистрирани търговци, както и правомощията на оператора в тази връзка. Глава пета „Оформяне и изпращане на заявка“ обхваща чл. 22 – чл. 25 и урежда реда и начина за избор на оферта, изготвяне на заявка и правните последици в резултат от изпращане на заявка до търговеца. В Глава шеста и Глава седма са предвидени ред и начин за осъществяване на контрол за спазването на правилата, както и механизъм за защита на личните данни, предоставяни от лицата, които използват платформата.

Приемането и прилагането на ПППСОДЕЕ води до яснота и сигурност в отношенията между ползвателите на платформата, както и между тях и оператора на платформата. По този начин се създава ефективен инструмент за сравняване на оферти, благоприятстващ либерализацията на пазара, улесняват се и се насърчават изборът и смяната на доставчик на електрическа енергия и се повишава конкуренцията между търговците, извършващи продажби на дребно на територията на Република България.

**Методика за определяне на цените на електрическата енергия на доставчика от последна инстанция, обн., ДВ, бр. 60 от 20.07.2021 г., в сила от 1.08.2021 г., изм., бр. 90 от 29.10.2021 г., в сила от 29.10.2021 г.**

Промените в законодателството и несъответствието със законовите разпоредби наложиха отмяната на действащата към 2021 г. Методика за определяне на цените на електрическата енергия на доставчика от последна инстанция, приета с решение на Комисията по Протокол № 110 от 18.07.2013 г., т. 2. и обусловиха необходимостта от приемането на нов акт. Причините, поради които се наложи приемането на нова Методика, включват освен промените в ЗЕ, още невъзможността за осъществяване на ефективен контрол от страна на КЕВР по отношение прилагането на действащата към месец юли 2021 г. Методика от различните доставчици от последна инстанция (ДПИ), в резултат от сложния начин на ценообразуване, както и отпадналото задължение на Комисията да определя разполагаемост за всеки един производител. Следва да се обърне внимание и на факта, че действащата към месец юли 2021 г. Методика не ограничаваше ДПИ да закупуват енергия по цени по своя свободна преценка, което водеше до възможност за злоупотреби и не би трябвало да се допуска с оглед на факта, че снабдяването с електрическа енергия от ДПИ е услуга от обществен интерес. В тази връзка и на основание чл. 21, ал. 1, т. 12 от ЗЕ, КЕВР прие Методика за определяне на цените на електрическата енергия на доставчика от последна инстанция, обн., ДВ, бр. 60 от 20.07.2021 г.

С приемането на новата Методика се цели регламентирането на по-ясни правила и по-справедлив механизъм за определяне на цените на ДПИ, които да отчитат интересите както на доставчиците, така и на клиентите. В тази връзка, индиректно, тоест чрез риск от претърпяване на финансова загуба, е отнета възможността на ДПИ да закупуват необходимата им електрическа енергия по произволни цени, без оглед на актуалните ценови равнища на пазара, като все пак се допусне известен толеранс в размера на цените, който отчита спецификата на дейността снабдяване с електрическа енергия от доставчик от последна инстанция и свързаните с нея трудности при прогнозирането на броя клиенти и тяхната консумация. С Методиката се създават и условия КЕВР да може бързо и ефективно да контролира правилното образуване на цените от ДПИ.

Методика за определяне на цените на електрическата енергия на доставчика от последна инстанция, обн., ДВ, бр. 60 от 20.07.2021 г. обвързва цената за доставка на ДПИ с почасовите цени на пазара „ден напред“ на българската електроенергийна борса и с цените за недостиг на балансиращия пазар по начин, който, от една страна, гарантира, че заплащаните от клиентите цени ще бъдат във всеки един момент значително по-високи от пазарните, тоест клиентите няма да имат стимул да остават при този доставчик, а от друга, предотвратява необосновано високи цени на доставка, като същевременно осигурява приемлива възвръщаемост от предоставянето на услугата. По този начин се осигурява по-голяма равнопоставеност, предвидимост и сигурност в отношенията между ДПИ и техните клиенти. В допълнение, с отмяната на Методика за определяне на разполагаемостта, КЕВР безпротиворечиво ще упражнява своите правомощия, въведени по отношение на определяне на разполагаемостта по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ.

През месец октомври 2021 г. КЕВР инициира процедура по изменение и допълнение на Методиката, поради необходимостта от прецизиране на някои разпоредби с оглед правилното им изпълнение от ДПИ. В допълнение, в резултат на значителното и трайно повишение на цените на електрическата енергия на свободния пазар на електрическа енергия, както и все още големият брой небитови клиенти без избран доставчик на електрическа енергия за периода на действие на Методиката, доведоха до необходимостта от временно въвеждане на нова формула за образуването на средната продажна цена на електрическата енергия, предназначена за продажба на клиенти от ДПИ.

В тази връзка, с приетата Методика за изменение и допълнение на Методиката за определяне на цените на електрическата енергия на доставчика от последна инстанция, обн., ДВ, бр. 90 от 29.10.2021 г. (МИД на Методиката), е изменен чл. 8 с оглед прецизиране на текста на разпоредбата, който да отразява точно изискванията на Правилата за търговия с електрическа енергия относно изготвянето и подаването на графици за потребление. По отношение § 2 от МИД на Методиката следва да се отбележи, че необходимостта от временно прилагане на коригирана формула за изчисляване на средната продажна цена на

електрическата енергия, предназначена за продажба на клиенти от ДПИ, произтича от екстремните стойности на цената на електрическата енергия на пазарен сегмент „ден напред“ на организирания борсов пазар на електрическа енергия, с която цена е обвързана цената на ДПИ.

С приемането на МИД на Методика се цели създаването на по-ясни и точни разпоредби на Методиката, както и привеждането им в съответствие с други подзаконови нормативни актове на КЕВР. В допълнение, с § 2 от Преходните и заключителни разпоредби в полза на малките небитови клиенти, незапознати в достатъчна степен с рисковете и отговорностите си в новата за тях пазарна обстановка, се осигурява допълнителен преходен период, без прекомерно високи цени на електрическата енергия, така че след проучване на пазара по свободно договорени цени да могат да се възползват от възможностите за намаляване на разходите си за електрическа енергия чрез сравняване и избор на конкурентни оферти от други доставчици.

#### **Възобновяеми енергийни източници**

КЕВР определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, за енергийните обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, а именно - с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

На следващо място, до 30 юни 2021 г. Комисията извърши актуализация на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата.

По силата на §28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) КЕВР определи премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, като разлика между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник.

През 2021 г. в сектора на възобновяемите енергийни източници се наблюдаваше засилен интерес към изграждането и въвеждането в експлоатация на енергийни обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, а именно - с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии. Това е свързано с желанието на собствениците на енергийните обекти за задоволяване на собствените им нужди от електрическа енергия, в близост до мястото на производство, което неминуемо е свързано и с намаляване на загубите от трансформация и пренос на електрическата енергия. Очаква се и през следващите години интересът за изграждане на подобни енергийни обекти да се запази, с тенденция за многократното им увеличаване.

През 2021 г. Комисията отчита и засилен инвестиционен интерес към изграждането и въвеждането в експлоатация на по-мощни проекти за ФЕЦ, в резултат на отчетените по-високи цени на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД за второто полугодие на 2021 г. и постигнатите нива на фючърсите за българския пазар на Европейската електроенергийна борса (ЕЕХ) за 2022 г.

Предвид високите цени на електрическата енергия на борсовия пазар на електрическа енергия, преобладаващата част от индустриалните консуматори предпочитат да инвестират в съоръжения от подобен тип, от една страна, за да намалят разходите си, като покрият нуждата от електрическа енергия на собствени обекти и/или заводи, или да реализират същата на някоя от платформите на БНЕБ ЕАД, а от друга, това дава възможност инвеститорите да възвърнат вложените инвестиционни средства в по-кратки срокове, което прави проекти от подобен тип още по-привлекателни.

В резултат на горното са извършени анализи, при които се установи, че основният

движещ фактор за покачването на цените на електрическата енергия на европейските и съответно регионалните борси, освен икономическото възстановяване на Европейския съюз след пандемията от COVID-19, обуславящо ръста на финансовите пазари и покачването на цените на въглеродните емисии, е и рекордно високата цена на природния газ на европейските борси.

През 2022 г. нови инвестиции за изграждане на електрически централи от ВЕИ се очакват и съгласно приетия с Решение № ДПРМ-2 от 18.11.2021 г. на КЕВР План за развитие на преносната мрежа на Република България за периода 2021 – 2030 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, съгласно който се предвижда развитие на производствените мощности в страната до 2030 г. въз основа на изразени от дружествата инвестиционни намерения.

Може да се направи заключение, че на база прогнозните данни в плана на ЕСО ЕАД и заявления инвестиционен интерес за изграждане на възобновяеми източници, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се очаква за 2022 г. инсталираните електрически мощности да бъдат в общ размер на 137 MW, в т. ч.: ФЕЦ – 130 MW, ВЕЦ – 3 MW и БиоЕЦ – 4 MW.

### **Електронни сертификати за произход на електрическата енергия произведена по високоефективен комбиниран начин**

На основание чл. 21, ал. 1, т. 18 от ЗЕ Комисията издава, прехвърля и отменя месечни сертификати на производителите на електрическа енергия за произхода на стоката електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) на електрическа и топлинна енергия. С подзаконовите нормативни документи са уредени начинът за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство в зависимост от вида на технологичния цикъл, изискванията към техническите средства за измерване и регистриране на електрическата енергия от комбинирано производство и критериите за определяне на комбинираното производство като високоефективно.

Сертификатът за произход е електронен документ, който се издава по искане на производителя, за минимално нетно количество (1 MWh) електрическа енергия, измерено на изхода на централата и подадено към съответната електрическа мрежа, при спазване на изискванията за точност, надеждност и невъзможност за подправяне.

За всяка единица произведена електрическа енергия от ВЕКП на електрическа и топлинна енергия може да бъде издаден само един сертификат за произход, който е със срок на валидност 12 месеца от производството на съответната единица енергия и се използва от производителя, за да докаже пред купувача на енергията, че тя е произведена от високоефективно комбинирано производство.

С влезлите в сила от 2.02.2021 г. (изм. и доп. ДВ бр. 9 от 2.02.2021 г.) промени в ЗЕ се промени принципът на изкупуване на електрическата енергия, произведена от електрически централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, като съответно общественият доставчик или крайните снабдители изкупуват задължително цялото количество електрическа енергия от ВЕКП от производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW, които са присъединени към съответната мрежа, и за което количество Комисията издаде съответния брой електронни сертификати за произход. Издадените електронни сертификати се прехвърлят на купувача на електрическата енергия (обществения доставчик или крайните снабдители). Друго изменение обхваща производителите с обекти с инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, които получават премии от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (Фонда, ФСЕС) за цялото количество електрическа енергия от ВЕКП, за което са издадени електронни сертификати за произход, които производителите прехвърлят на ФСЕС.

Основните приоритети в сектора и през 2021 г. са обезпечаване сигурността на доставките, осигуряване на ликвиден и конкурентен пазар на природен газ и развитие на газопреносната инфраструктура на страната. Свързването на българския пазар на природен

газ с пазарите на природен газ на страните членки в региона и в Европа ще способства за реализиране на европейската енергийна политика за изграждане на единен взаимосвързан общоевропейски пазар на природен газ.

Пазарът на природен газ в Република България през 2021 г. все още се осигурява от един основен доставчик, но се отчита наличието на алтернативни доставки, което увеличава възможността за избор. Либерализацията на газовия пазар в България зависи и от развитието на газотранспортната инфраструктура. От началото на 2021 г. реално започна доставката на малки количества природен газ от Азербайджан. По този начин, макар и в малка степен, страната ни постигна известна диверсификация на доставките на природен газ, което е стъпка в полза на конкуренцията.

Търговията на организиран борсов пазар на природен газ през 2021 г. се осъществява успешно, като нараства и броят на регистрираните участници. Търгуваните количества са по-високи спрямо 2020 г., което показва, че са налице възможности за развитие на пазара и повишаване на конкуренцията.

С предприетите от Комисията стъпки през 2021 г. се насърчи конкуренцията на пазара, както и развитието на процесите на либерализация в сектора.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ. Дружеството е собственик и оператор на националната газопреносна мрежа (НППМ) и газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП). В тази връзка на територията на Р България са обособени две балансови зони – национална балансова зона и транзитна балансова зона. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в резултат на изпълнението на техническите мероприятия и инвестиционни намерения към настоящия момент наличните експлоатационни съоръжения разполагат с капацитет на двупосочно свързване между НППМ и ГМТП, достатъчен за обединяването на двете мрежи, съответно балансови зони, в една.

В тази връзка, през 2021 г. Комисията откри процедура по изменение на Правила за балансиране на пазара на природен газ (ПБППГ), с оглед обединяването на двете мрежи, съответно балансови зони, за целите на балансирането. Изменен е текстът на чл. 3 от Правилата, като съгласно новата редакция ПБППГ се прилагат по отношение на балансовите зони на газопреносните мрежи на територията на Република България. ПИ на ПБППГ цели постигането на лесно управление на балансовите портфолия от страна на мрежовите ползватели и търговците, избягване на риска от генериране на положителен дисбаланс в едната мрежа и отрицателен в другата, както и създаване на условия за повишаване на ликвидността и конкурентността на газовия пазар в Р България.

През 2021 г. Комисията одобри Правила за работа на организиран борсов пазар на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД (ГХБ), обн., ДВ, бр. 56 от 06.07.2021 г. Правилата регламентират цялостната дейност на борсовия оператор на природен газ на четирите пазарни сегмента. С оглед яснота и прецизност, актът е структуриран систематично в шест отделни глави, в които са регламентирани организацията на дейността, правата и задълженията на всички търговски участници и на ГХБ ЕАД във връзка с участието им, респективно с оперирането на борсовия пазар на природен газ в следните направления: сегмент за предлагане на спот продукти (краткосрочен сегмент); сегмент за предлагане на дългосрочни продукти (дългосрочен сегмент); сегмент за реализиране на програма за освобождаване на газ (GRP сегмент); сегмент за предлагане на брокерски услуги. В ПРОБППГ на ГХБ ЕАД се съдържат и правила за сетълмент и правила за поведение при търговия на платформата за търговия, оперирана от ГХБ ЕАД, които смислово са обособени в отделни глави.

Приемането и прилагането на ПРОБППГ като резултат води до яснота и сигурност в отношенията между търговците участници, както и между тях и „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, в качеството му на оператор на организиран борсов пазар на природен газ.

## **2.2. Доклад за изпълнението на пакета за чиста енергия**

Съгласно разпоредбата на чл. 59, пар. 1, б. „ф“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС (Директива (ЕС) 2019/944), КЕВР има задължението да наблюдава прилагането на правилата за функциите и задачите на операторите на преносни системи, операторите на разпределителни системи, доставчиците и клиентите и другите участници на пазара съгласно Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия. Тази разпоредба от директивата към настоящия момент не е транспонирана в законодателството на Република България. В тази връзка следва да се има предвид, че КЕВР няма законодателна инициатива.

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

#### **3.1. Регулиране на мрежата и техническо функциониране**

##### **3.1.1. Отделяне**

Съгласно разпоредбата на чл. 59, пар. 1, б. „й“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС (Директива (ЕС) 2019/944), КЕВР следва да гарантира, че няма кръстосано субсидиране между дейностите по пренос, разпределение и доставка, както и от други дейности. В тази връзка в чл. 39, ал. 1 от ЗЕ са описани видовете дейности, подлежащи на лицензиране. КЕВР издава лицензия за всяка от посочените дейности, за определен период и с конкретни условия, които са неразделна част от решението за издаването ѝ.

Съгласно чл. 37 от ЗЕ енергийните предприятия водят отделна счетоводна отчетност за всяка дейност, подлежаща на лицензиране, дейностите подлежащи на лицензиране и други дейности, за всеки клон и предприятие, както и за дейности при регулирани и свободно договорени цени. Правилата за водене на разделното счетоводство от енергийните предприятия, включително активите за целите на ценообразуването по групи клиенти, както и формата и съдържанието на счетоводните отчети за регулаторни цели, се определят с решение на Комисията. В допълнение следва да се отбележи, че енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит, представят на Комисията одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност.

##### **3.1.2. Разширяване и оптимизация на мрежата**

Съгласно чл. 59, пар. 1, б. „к“ от Директива (ЕС) 2019/944 КЕВР наблюдава инвестиционните планове на операторите на преносни системи и предоставя в годишния си доклад оценка на инвестиционните планове на операторите на преносни системи по отношение на съответствието им с десетгодишния план за развитие на мрежата в ЕС, включително, по целесъобразност, като тази оценка може да включва препоръки за изменение на тези инвестиционни планове.

Във връзка с горното, с Решение № ДПРМ-2 от 18.11.2021 г. на КЕВР е одобрен План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2021 – 2030 г. Десетгодишният план за периода 2021 – 2030 г. съдържа основната инфраструктура за пренос на електрическа енергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. С него се осигурява своевременно и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа за икономична и сигурна работа на електроенергийната система (ЕЕС), при спазване критериите за сигурност и действащите стандарти за качество на снабдяването с електрическа енергия.

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 за периода 2021-2030 г. са в

размер на 1 727 703 хил. лв. ЕСО ЕАД за периода 2021-2023 г. възнамерява да направи инвестиции в размер на 484 692 хил. лв. или 28,15% от общия размер на инвестициите.

С оглед горното, след проучване на необходимостта от инвестиции, Комисията е приела, че представеният от независимия преносен оператор План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2021-2030 г. обхваща всички нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация за предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, като са взети предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз.

### 3.1.3. Мрежови тарифи

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ, КЕВР осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените:

- за достъп и/или за пренос през електропреносната мрежа;
- за достъп и/или за пренос през електроразпределителните мрежи.

В ценовите решения през периода Комисията последователно прилагаше балансиран подход, отчитащ интересите на всички участници, с цел да не се допускат резки ценови изменения.

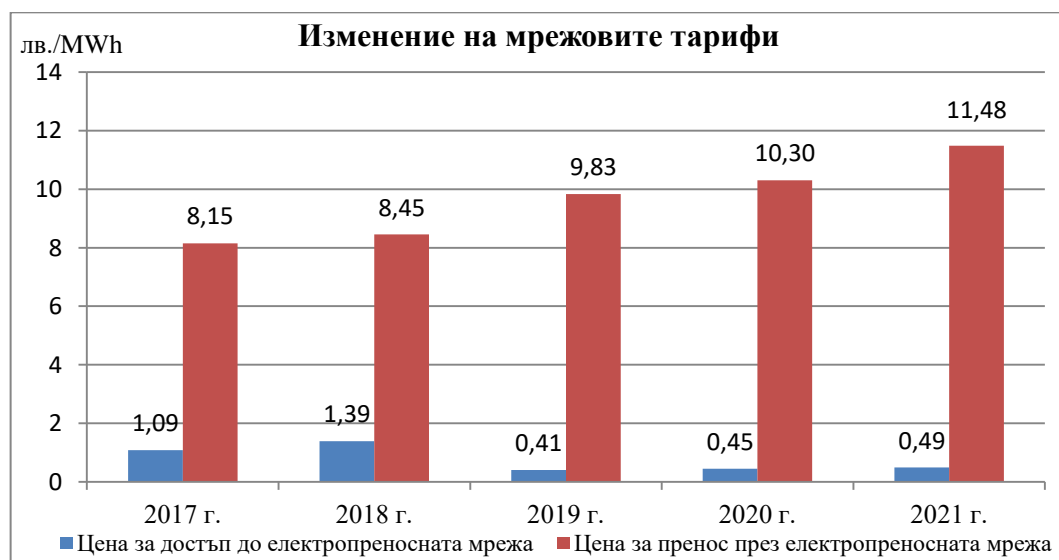
Развитието на мрежовите тарифи за периода от 2016 г. до 2021 г. е представено в таблицата по-долу:

			2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
ЕСО ЕАД	Цена за достъп до електропреносната мрежа	лв./MWh	1,13	1,09	1,39	0,41	0,45	0,49
	Цена за пренос през електропреносната мрежа	лв./MWh	7,32	8,15	8,45	9,83	10,30	11,48
	Цена за достъп до електропреносната мрежа за ФЕЦ и ВяЕЦ	лв./MWh	7,02	6,68	3,02	5,14	5,28	5,40
	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, с изключение на производители от ФЕЦ и ВяЕЦ	лв./MWh	-	-	-	2,12	2,26	2,42
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение	лв./kWh	0,00875	0,00923	0,00971	0,01002	0,00980	0,01076
	Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	лв./kWh	0,02933	0,03098	0,03245	0,03426	0,03355	0,03636
	Цена за достъп за небитови клиенти	лв./kWh/ден	0,01745	0,01745	0,01796	0,01989	0,01989	0,02151
	Цена за достъп за битови клиенти	лв./kWh	0,00505	0,00505	0,00519	0,00577	0,00568	0,00605



„Електроразпределение Юг“ ЕАД	Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение	лв./kWh	0,00805	0,00823	0,00884	0,0095	0,00915	0,00994
	Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	лв./kWh	0,03127	0,03154	0,03253	0,03576	0,03574	0,03783
	Цена за достъп за небитови клиенти	лв./kWh/ден	0,01651	0,01651	0,01733	0,01981	0,01977	0,0206
	Цена за достъп за битови клиенти	лв./kWh	0,00503	0,00503	0,00516	0,00599	0,00529	0,00598
„Електроразпределение Север“ АД	Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение	лв./kWh	0,0119	0,01036	0,0117	0,01274	0,01285	0,01312
	Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	лв./kWh	0,03151	0,03008	0,03278	0,03478	0,03531	0,03583
	Цена за достъп за небитови клиенти	лв./kWh/ден	0,00818	0,008	0,00854	0,00896	0,02053	0,02073
	Цена за достъп за битови клиенти	лв./kWh	0,00818	0,008	0,00854	0,00896	0,00890	0,00885
„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД	Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	лв./kWh	0,03453	0,02783	0,03303	0,03125	0,04429	0,06035
	Цена за достъп за небитови клиенти	лв./kWh	0,00718	0,00666	0,00675	0,00644	0,01349	0,01325
	Цена за достъп за битови клиенти	лв./kWh	0,00718	0,00666	0,00675	0,00644	0,01349	0,01325

На графиката по долу е показано изменението на цените за пренос и достъп до електропреносната мрежа за последните пет години. От нея е видно, че цената за достъп значително намалява през 2019 г. и успява да запази сравнително стойността си през последните три години. Цената за пренос през електропреносната мрежа запазва една тенденция на покачване, като през 2021 г. спрямо 2020 г. се е повишила с близо 11,5%, а през 2020 г. спрямо 2019 г. се е повишила с едва 4,78%.



### **3.1.4. Регулиране на сигурността и надеждността**

*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 (Правилата за разпределение на преносни способности) и регионално сътрудничество между операторите на преносни системи са разработени в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия (Регламент (ЕС) 2019/943), 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 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.

Правилата за разпределение на преносни способности се представят ежегодно от ЕСО ЕАД за одобрение от КЕВР, като Хармонизираните правила за разпределение на дългосрочните преносни способности на общите граници между страните-членки на ЕС са одобрени на 29.10.2019 г. от АСРЕ. На сайта на ЕСО ЕАД са публикувани тръжните правила, регистрите на ползвателите и съгласуваните преносни способности за разпределение. Резултатите от годишните, месечните и дневни търгове, организирани от ЕСО ЕАД, са публично достъпни на сайта на ЕСО ЕАД и в публичната секция на системата за администриране на пазара с електрическа енергия. Съгласно гореописаните правила ЕСО ЕАД изпълнява ролята на тръжен оператор за разпределяне на 50% в двете посоки на съгласуваните преносни способности на българо-турската граница, както и на дневните преносни способности на българо-македонската граница. Чрез Единната платформа за разпределение се разпределят преносните способности на годишна, месечна и дневна база на българо-гръцката и българо-сръбската граница, и на годишна и месечна база – на българо-румънската граница. TRANSELECTRICA (Румъния) е тръжен оператор за разпределение на дневните преносни способности на българо-румънската граница, а MEPSO (Северна Македония) – на годишните и месечни преносни способности на българо-македонската граница. ЕСО ЕАД докладва данните за търговете, за които е тръжен оператор, в системата ARIS (ACER REMIT Information System). Данните за останалите търгове се докладват от ЈАО или от съответния тръжен оператор.

#### *Сътрудничество във връзка с прилагането на регламенти на ЕК*

В началото на месец октомври „Електроенергийният системен оператор“ ЕАД започна провеждането на изцяло дневни тръжни процедури за доставка на следващия ден на нормативно изискуемите оперативни резерви за управление на електроенергийната система. Услугата за регулиране на честотата и обменните мощности за осигуряване на резерви в реално време се въвежда в изпълнение на чл.6, пар.9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия. Европейските електропреносни оператори въвеждат услугата за регулиране на честотата и обменните мощности за осигуряване на резерви в реално време в отговор на обединението на европейските електроенергийни пазари, което налага необходимостта от нов подход в балансирането на електроенергийните системи. Тенденцията към ръст в производството на електроенергия от ВЕИ също налага необходимостта от развитие на услугите за осигуряване на оперативни резерви в реално време. В съответствие с изискванията на европейския регламент за експлоатация на електропреносните системи ЕСО

ЕАД разработи правила и електронна платформа за провеждане на тръжни процедури за предоставяне на резерви за първично и вторично регулиране на честотата и обменните мощности. Кандидатите за предоставяне на тези услуги преминават технически тестове за доказване на способността си да предоставят резерви за първично регулиране на честотата, които се активират в рамките до 30 секунди, и за вторично автоматично и ръчно регулиране на честотата и обменните мощности, които се активират в рамките до 15 минути. Доставчици на такива оперативни резерви могат да бъдат термични мощности с доказана работоспособност, които имат търговски графици, както и мощности с бърза синхронизация, като например ВЕЦ или агрегатори, които могат да променят генерацията си в рамките на 15 минути.

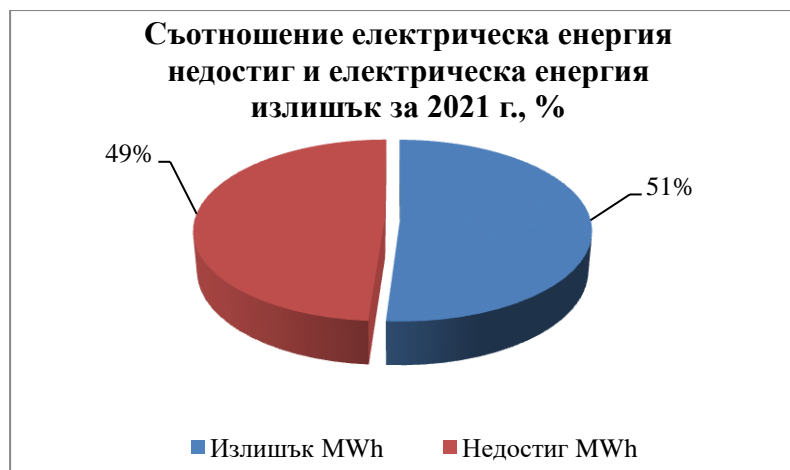
Една от основните задачи, свързани с изпълнението на изискванията, произтичащи от Регламент (ЕС) 2015/1222 за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването (CACM), беше изготвянето на обща за региона на Югоизточна Европа методология за изчисление на междузонова преносна способност за пазарния интервал за „ден напред“ и „в рамките на деня“, както и съпътстващите я други методики. Изпълнението на методиката е тясно свързано с работата на Регионалния център по координиране на сигурността в нашия регион. Поради закъснения, свързани с учредяването на Регионалния център по координиране на сигурността в Солун, изпълнението на тази методика ще търпи забавяне. Друга важна задача, свързана с изпълнението на изискванията, произтичащи от чл. 35 на Регламент 2015/1222, беше изготвянето на Методика за редиспечирание и насрещна търговия и Методика за поделяне на разходите.

Както се изисква от чл. 76 и чл. 77 на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент (ЕС) 2017/1485) за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия, беше изготвена обща за региона на Югоизточна Европа методика за координиране на анализа на експлоатационната сигурност. Тази методика беше изготвена в съответствие с вече готовата Методика за редиспечирание и насрещна търговия и Методика за поделяне на разходите, както се изисква от чл. 76, пар. 1 на Регламент 2017/1485.

Една от основните задачи, свързана с изпълнението на изискванията, произтичащи от Регламент (ЕС) 2016/1719 относно предварителното разпределяне на преносна способност, е изготвянето на обща за региона на Югоизточна Европа методология за изчисление на междузонова преносна способност за дългосрочните пазарни времеви интервали съгласно чл. 10, както и съпътстващите я други методики, и изготвянето на методика за изчисляване на разбивка на дългосрочната преносна способност. От трите оператора беше приет методът за пресмятане на междузоновата преносна способност при тази методика да бъде въз основа на координираната нетна преносна способност.

### **3.1.5. Мониторинг на баланса между търсене и предлагане**

Общият енергиен недостиг за 2021 г. е 731 963 MWh в сравнение с 524 087 MWh за 2020 г., което е увеличение приблизително с 39,66%. Общият енергиен излишък за 2021 г. е 764 943 MWh в сравнение с 899 567 MWh за 2020 г., което е намаление приблизително с 15%. Процентното съотношение на електрическа енергия недостиг и електрическа енергия излишък за 2021 г. е показано на следващата фигура. Процентното съотношение на електрическа енергия недостиг и електрическа енергия излишък за 2021 г. е показано на следващата фигура.



Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от ЗЕ, Комисията определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

В практиката си до момента КЕВР утвърждава две отделни пределни цени, а именно – пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре и пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу.

Пределната цена за регулиране нагоре е обвързана с постигнатата цена на пазара „ден напред“, 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 пазар „ден напред“ (ПДН) функционира като минимална цена за предложенията за регулиране нагоре. 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 Решение № Ц-45 от 23.12.2020 г. КЕВР продължи да прилага по-балансиран модел за ценообразуване, съгласно който пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре е определена в размер на  $C_{\text{пдн}} + \text{добавка}$  в размер на 100 лв./MWh, където  $C_{\text{пдн}}$  е равна на цената на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД за съответния час. По-ниска добавка не би осигурила покриване на променливите разходи на централите, предоставящи тази услуга на ЕСО ЕАД. Комисията очаква при използване на този подход пределните цени за регулиране нагоре, съответно - разходите за недостиг на пазарните участници, да намалее.

Пределната цена за регулиране надолу следва да е обща за всички участници на пазара, независимо от това дали използваните мощности са производствени и/или консумиращи. По този начин се осигурява недискриминационно и равнопоставено третиране на централите, предлагащи тази системна услуга, като не се допуска облагодетелстване на даден участник за сметка на останалите, както и спекулативно поведение. Пазарните принципи налагат цената за регулиране надолу да е положителна величина. При отрицателна стойност на цената централата, предоставяща системната услуга, продава недостиг, а потребителите, които са в излишък, го купуват, което противоречи на принципите на балансиращия пазар и води до екстремни стойности на балансиращата енергия и големи разходи за небаланси. Отрицателната цена за регулиране надолу представлява прекомерна санкция за производителите и потребителите, които са в излишък, което изкривява пазара, застрашава неговата работа и противоречи на европейските практики. В тази връзка с Решение № Ц-45 от 23.12.2020 г. КЕВР запази пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране надолу на 0,00 (нула) лв./MWh.

С Решение № Ц-44 от 30.12.2021 г. на КЕВР се определя, считано от 01.01.2022 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за

предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на  $C_{\text{пдн}} + 100$  лв., където  $C_{\text{пдн}}$  е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на  $30\% * C_{\text{пдн}}$ , където  $C_{\text{пдн}}$  е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД, но не по-висока от регулираната цена на водноелектрическите централи, собственост на „Национална електрическа компания“ ЕАД;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

### **3.1.6. Трансгранични въпроси**

По отношение на техническото сътрудничество между операторите на преносни системи от Съюза и от трети държави ЕСО ЕАД е в тясно сътрудничество с операторите - членове на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електричество (ЕМОПС-Е). Във връзка с влизането в сила на Регламент (ЕС) 2019/943 ЕСО ЕАД е изпратило писма с предложение за сътрудничество с трети страни от Региона на Югоизточна Европа (членки на ЕМОПС-Е, които не са членки на ЕС: Турция, Северна Македония и Сърбия) за координирано изчисляване на междузоновия капацитет съгласно методиките на ACER за определяне на 70% праг на междузоновия капацитет и за координирано изчисляване на експлоатационната сигурност.

### **Проекти за пазарни обединения във времеви сегмент „ден напред“**

#### *Проект SDAC (Single Day-Ahead Coupling)*

Проектът е създаден за управление и развитие на процедурите и техническата осъществимост на Единния европейски пазар „ден напред“ (SDAC – Single Day-Ahead Coupling). Проектът за Единния европейски пазар е в съответствие с европейската законодателна рамка, като стартира първоначално в страните от западна и централна Европа и е базиран на решението PCR (Price Coupling of Regions) и постепенно се разширява. Основната му цел е оптимизираното и пълноценното използване на енергийните ресурси, посредством имплицитна търговия във времеви интервал „ден напред“. България е пълноправен член на SDAC и вече е напълно интегрирана в общия европейски пазар, което до скоро не бе така, по обективни причини, дължащи се на специфичните характеристики на съседните пазарни зони и по-специално, доскорошната липса на функциониращ пазар в Р Гърция в съответствие с SACM и наскоро осъщественото, закъсняло, сливане на MRC с пазарното обединение 4M MC, от което е част Румъния. ЕСО участва в управителните комитети на всички ОПС, както и в общия комитет на пазарното обединение. Също така, е активен участник в работните групи на проекта.

Отчитайки съществената роля, която има пазарната интеграция за търговските участници и потребителите, с цел създаване на максимално добри условия за търговия, през 2021 г. ЕСО, съвместно с БНЕБ, работиха усилено за максимално бързото присъединяване на българската пазарна зона към единния европейски пазар „ден напред“ и успешно реализираха пазарните обединения с Румъния и Гърция, посредством следните проекти:

#### *Локален проект за пазарно обединение с румънската пазарна зона*

Румъния до скоро все още беше част от 4M MC, регионалното пазарно обединение (Местното обединение на Румъния, Унгария, Чехия и Словакия), а България е част от европейското пазарно обединение на пазарите ден напред SDAC. До стартирането на Междинния проект, в края на 2018 г. (пазарното обединение на границите DE-AT-PL с 4M), което присъедини 4M MC към Единното пазарно обединение ден напред (SDAC – Single Day Ahead Coupling), беше невъзможно стартирането на проект за обединение на пазарите на българско-румънска граница, поради техническа несъвместимост.

След стартирането на Междинния проект, стана възможно реализирането на проект за пазарно обединение с хоризонт за въвеждане в реална работа веднага след присъединяването на 4М МС към SDAC. Междинният проект започна успешно работа на 18.06.2021 г. Отчитайки същественото значение на локалния проект, участниците в него подписват необходимите документи, определящи структурата и организацията му и започват незабавно активна работа по него.

ЕСО през цялото време играеше ключова роля в управлението на проекта, като организираше работата на Проектната работна група и следеше за изпълнението на възложените задачи от всички работни групи, част от инициативата.

Продължавайки активната работа по проекта, в началото на месец април 2020 г. страните уведомиха оперативните групи (MRC OPSCOM и SDAC MSD) на централния проект SDAC за стартиралия проект, като подадоха заявка за промяна на съществуващите споразумения, с цел включване на проекта като географско разширение на SDAC. Проектът бе представен официално и на общото събрание на управителния комитет на ОПС и НОПЕ за ден напред.

Навременното въвеждане в реална работа на пазарното обединение с румънската пазарна зона беше в пряка зависимост от навременното стартиране на Междинния проект (пазарното обединение на границите DE-AT-PL с 4М МС), като съгласно насоки на Европейската Комисия, българско-румънското локално пазарно обединение трябваше да се случи не по-късно от 3 месеца след стартирането на този проект.

Поради забавяне на тестовете, от част от страните, участващи в Междинния проект, се наложи, въвеждането на проекта в реална работа да бъде отложен за 17 юни 2021 г., като на тази дата той стартира успешно, с първи ден на реална доставка 18.06.2021г.

На 27.10.2021 г. пазарното обединение с румънската пазарна зона в сегмента „ден напред“ успешно започва работа, с първи ден на доставка 28.10.2021 г.

Чрез включването на българо-румънската граница, имайки предвид и по-рано (през месец май 2021г.) реализирало се пазарно обединение и с гръцката пазарна зона, страната ни стана напълно интегрирана към общият европейски пазар в сегмента „Ден напред“.

#### *Проект за пазарно обединение между Република България и Република Гърция*

Пазарното обединение на България и Гърция бе успешно осъществено на 11.05.2021 г., посредством IBWT - проект за пазарно обединение на италианските граници.

Р Гърция стартира своя локален пазар „ден напред“ и „в рамките на деня“, в съответствие с Европейската законодателна рамка на 01 ноември 2020 г. С цел максимално бързото стартиране на проект за пазарно обединение, още преди стартирането на локалния гръцки пазар, гръцките и българските преносни и пазарни оператори, подкрепени от националните регулаторни органи, подадоха заявление за присъединяване на българската пазарна зона чрез граница BG-GR към съществуващата регионална инициатива за пазарно обединение на италианските граници (IBWT – Italian Borders Working Table). През 2018 г. ЕСО и БНЕБ получиха всички необходими одобрения от регулаторните органи и Управителния комитет на проекта, като подписаха и документите за присъединяване към него и се включиха във всички работни групи, част от него. Страните изготвиха пътна карта с конкретните дейности, съпътстващи пазарното обединение на двете страни и стартираха активна работа по проекта.

Две ключови стъпки, предхождащи успешното финализиране на проекта, се осъществиха в края на 2020 г.: успешното стартиране на гръцкия пазар ден напред, в съответствие с Европейския целеви модел, през месец ноември и въвеждането в реална работа на пазарното обединение на гръцко-италианската граница, което стартира успешно на 15 декември 2020 г.

През месец март 2021 се проведе множество тестове, които са предпоставка и задължително условие за успешната пазарна интеграция на българската пазарна зона чрез българо-гръцката граница.

Пазарното обединение между Гърция и България стартира в реална работа на 11.05.2021 г. с първи ден на доставка 12.05.2021 г.

#### *Проект за пазарно обединение с пазарната зона на Северна Македония*

След подписания меморандум, под шапката на инициатива Западни Балкани 6, през м. април 2018 г., за обединение на пазарите „ден напред“ и последващото провеждане на няколко срещи по проекта, се достигна етап, на който, са необходими законодателни промени в нормативната уредба на Северна Македония, които да гарантират организация на пазара в съответствие с 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 2015/1222).

През 2020 г. Северна Македония въведе в местното си законодателство необходима минимална законодателна рамка, съобразно Регламент 2015/1222, като през септември 2020, Министерството на енергетиката на Северна Македония назначи македонски пазарен оператор - МЕМО за НОПЕ .

След назначаването на МЕМО, българските и македонските преносни и пазарни оператори възобновиха проекта за пазарна интеграция и започнаха да работят активно по него, с хоризонт за въвеждане в реална работа 2023 г., като междинна стъпка, през 2022 г. се очаква да стартира и локалният пазар „ден напред“ на Северна Македония.

За организирането на дейностите по проекта за обединение на пазара със Северна Македония, страните провеждат регулярни работни срещи, на които вече се обсъдиха конкретната пътна карта и организацията на проекта, като е подписан Меморандум за сътрудничество между страните, както и съпътстващо Техническо задание. В следствие на това се пристъпи към поетапно изпълнение на дейностите по утвърдената пътна карта на съвместния проект.

През 2021 г. македонският пазарен оператор – МЕМО проведе две неуспешни процедура за избор на доставчик на услуги за нуждите на пазара ден напред. В момента е обявена трета процедура, която се очаква да бъде успешно финализирана в края на първото тримесечие на 2022 г.

#### *Проект за пазарно обединение с пазарната зона на Република Сърбия*

През 2018 г. стартираха преговори за тристранно обединение между България-Сърбия и Хърватска. През 2019 г. страните разработиха Анализ на предпоставките и осъществимостта на проекта, който документ беше съгласуван тристранно. Дейностите по проекта продължават, като част от необходимите следващи стъпки са свързани със законодателни промени в нормативната уредба на Р Сърбия, които да гарантират организация на пазара в съответствие с Регламент 2015/1222.

През 2021 г. се въведоха някои промени в законодателството на Р Сърбия, които се очаква да дадат възможност за възобновяване на дейностите по проекта през следващите години. Предпоставка за успешното реализиране на проект е намирането на законодателно решение, което да осигури необходимото задължение за имплементиране на законодателна рамка реципрочна на европейската.

#### *Проекти за пазарни обединения във времевия сегмент „в рамките на деня“*

- Проект SIDC(XBID)

Единният интегриран пазар „в рамките на деня“ позволява непрекъснатата трансгранична търговия, насърчава конкуренцията и увеличава ликвидността, като позволява по-ефективно използване на ресурсите за производство на електроенергия в Европа.

Проектът XBID е създаден за управление и развитие на процедурите и техническата осъществимост на Единния европейски пазар „в рамките на деня“ (SIDC – Single Intraday Coupling). Основната му цел е създаването на решение за трансгранична имплицитна непрекъснатата търговия (едновременно разпределяне на енергия и капацитет) в рамките на деня в Европа. Системата за търговия – XBID позволява трансграничната търговия на

електрическа енергия до един час преди реалната доставка, като по време на активната фаза на търговия, се осигурява непрекъсната актуализация на активните оферти и наличните капацитети, в съответствие със сключените сделки.

Проектът за европейска трансгранична търговия в рамките на деня (проектът XBID), стартира като съвместна инициатива на европейските електроенергийни борси, заедно с операторите на преносни системи от 12 страни от централна и западна Европа, с цел създаване на единното пазарно обединение в рамките на деня (SIDC), което да увеличи цялостната ефективност на пазара във времеви сегмент, в съответствие с изискванията на Регламент 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването (CACM).

Първоначално, проектът включва европейските енергийни борси: EMCO, EPEX SPOT, GME и OMIE и европейските преносни оператори: 50 Hertz, Amprion, APG, BritNed, Creos, Elia, Energinet, Fingrid, National Grid Interconnectors, RTE, Statnett, Svenska Kraftnät, Swissgrid, TenneT BV, TenneT GmbH и TransnetBW. От стартирането на проекта, обхватът е значително разширен, като към момента, всички членове на Европейския съюз са част от него, с цел да бъде завършен Европейският целеви модел. За пълното обединение на пазара „в рамките на деня“ са предвидени няколко вълни за пазарна интеграция:

- Първата вълна е в реална работа от юни 2018 г. и включва 14 държави: Австрия, Белгия, Дания, Естония, Финландия, Франция, Германия, Латвия, Литва, Норвегия, Холандия, Португалия, Испания и Швеция.

- Втората вълна е в реална работа от ноември 2019 г., като след успешния ѝ старт към единния пазар се присъедини и България заедно с още шест държави членки: Румъния, Унгария, Хърватска, Словения, Чехия и Полша.

- Третата вълна за пазарна интеграция на пазарите „в рамките на деня“ е успешно въведена в реална работа от 21.09.2021 г., интегрирайки границите на Северна Италия с Австрия, Франция, Словения.

- Четвъртата вълна за пазарна интеграция на пазарите „в рамките на деня“, включваща границите България-Гърция и Гърция-Италия, както и Словакия и нейните граници, се очаква да стартира през последното тримесечие на 2022 г., най-вероятно през началото на м. декември 2022 г.

След въвеждането на пазарното обединение на българо-румънска граница във времеви интервал „в рамките на деня“, в реална работа на 19.11.2019 г., посредством локалния проект LIP 15, част от втората вълна за присъединяване към Единния европейски пазар в рамките на деня (SIDC – Single Intraday Coupling / XBID-Cross-Border Intraday Market project), ЕСО вече е оперативна страна по проекта, като участва в управителния комитет на всички ОПС, както и в общия комитет на пазарното обединение и във всички постоянни и временни работни групи част от него.

От тази дата, регистрираните участници в „Българска независима енергийна борса“ ЕАД могат да договарят междусистемни сделки с електроенергия до 60 минути преди часа на доставка. Към настоящия момент, върви подготовка за въвеждане и на 15-минутни продукти на румънско-българска граница, като по предварителни данни това се очаква да стане през м. юни 2022 г. и не по-късно от 31.12.2022, когато изтича издадената, от КЕВР, дерогация.

С тази стъпка, българо-румънската граница става първата българска граница, на която преносната способност се разпределя за времеви хоризонт „в рамките на деня“, по имплицитен начин, в рамките на обединен европейски пазар.

#### *Локален проект LIP 14*

Въвеждането на пазарно обединение на българо-гръцка граница във времеви интервал „в рамките на деня“, чрез локален проект LIP 14, в който ЕСО ЕАД и БНЕБ ЕАД участват, бе първоначално планирано да се осъществи с третата вълна на пазарна интеграция, през първо тримесечие на 2021 г. Поради липса на ресурси от страна на гръцкия номиниран оператор на пазара на електроенергия (НОПЕ) и операторът на преносни системи (ОПС) (HEnEx и IPTO), стартът бе отложен за м. май 2021 г. Въпреки отлагането на началото на проекта, в процеса на



работата HEnEx, обяви че няма да може да спази обявения срок, поради забавяне във въвеждането на необходимите функционалности в системата за търговия. В резултат на анонсираното от гръцкия пазарен оператор забавяне, гръцко-италианската и гръцко-българската граници бяха изключени от този старт. Очаква се стартирането на тези граници да стане през последното тримесечие на 2022 г., заедно с проект LIP 17 за Словакия и нейните граници, като част от четвъртата вълна на присъединяване към SIDC.

*Проект за въвеждането на петнадесет минути MTU , времеви пазарни единици/продукти в локалния и междузонов пазар в рамките на деня SEE CCR 15 min MTU Implementation Project*

Изпълнението на проекта е предвидено да се осъществи на регионален принцип, чрез регионални проекти, като следва да се организират на основата на регионите за изчисляване на преносна способност. В контекста на въвеждането на 15 минутните продукти се следи за процесите по развитие на пазарния алгоритъм за осигуряване на достатъчна производителност и устойчивост при въвеждането на функционалността, както и изменението на всички правила, методологии и документи, свързани с имплементирането на проекта. Успешното финализиране на проекта е тясно свързано с успешното финализиране на проекта за въвеждане на 15 минутен период за уреждане на небалансите, който е задължение за операторите на преносни системи съгласно Регламент 2019/943.

#### **Реализиран търговски обмен с електрическа енергия по графици от търговските участници**

<b>ОБМЕНИ</b>		
<b>Реализиран търговски обмен с електрическа енергия по графици от търговските участници</b>		
<b>Граница/посока</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>
	<b>MWh</b>	<b>MWh</b>
България - Румъния	2 097 891	4 671 117
Румъния - България	2 970 778	1 658 555
България - Сърбия	1 114 212	2 210 124
Сърбия - България	1 831 222	771 887
България - Македония	2 479 655	2 912 277
Македония - България	561 711	229 562
България - Гърция	3 432 250	3 657 455
Гърция - България	302 606	562 620
България - Турция	930 454	94 534
Турция - България	979 534	1 560 125
<b>Физически обмен с електрическа енергия между българската ЕЕС и ЕЕС на съседни страни</b>		
<b>Граница/посока</b>		
	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>
<b>Внос</b>	<b>MWh</b>	<b>MWh</b>
Физическа граница - общо	3 706 833	1 857 126
в т.ч.		
- Румъния	3 117 571	1 485 974
- Сърбия	242 704	39 392
- Македония	6 241	8 204
- Турция	325 261	259 218
- Гърция	15 057	64 338

Износ		
Физическа граница - общо	7 115 361	10 634 410
в т.ч.		
- Румъния	816 062	2 330 182
- Сърбия	788 610	2 708 246
- Македония	1 939 810	2 561 358
- Турция	1 695 245	1 063 456
- Гърция	1 875 633	1 971 167
<b>Физически обмен с разпределителните дружества *</b>		
	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>
	<b>MWh</b>	<b>MWh</b>
Между ЕСО ЕАД и ЧЕЗ Разпределение България	9 229 441	9 366 852
Между ЕСО ЕАД и Разпределение Север	4 945 238	5 135 643
Между ЕСО ЕАД и Разпределение ЮГ	8 041 237	8 466 282
Между ЕСО ЕАД и Златни пясъци разпределение	36 576	48 382
Между ЕСО ЕАД и ДП "НКЖИ"	300 665	309 354

\* *нетирани количества*

### 3.1.7. Изпълнение на мрежови кодекси и насоки

През 2020 г. бяха направени законодателни промени в Закона за енергетиката, относно студения резерв, съгласно които търговете за поддържане на енергийни мощности в студен резерв отпаднаха. С направените законодателни изменения се регламентира студеният резерв да се възлага въз основа на доклад от ЕСО ЕАД, само при необходимост на кондензационна топлоелектрическа централа с най-голяма инсталирана мощност в страната. В изпълнение на приетите разпоредби, считано от август 2020 г. до пълната либерализация на пазара на електрическа енергия на едро, но не по-късно от 1 юли 2021 г., ЕСО ЕАД не е организирано търгове за студен резерв. В следствие след извършена промяна в Закона за енергетиката, считано от 02.02.2021 г. студеният резерв е премахнат, механизмът за резервиране бе приведен в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия.

В изпълнение на европейската нормативна уредба и с цел осигуряване на пълна прозрачност и публичност, ЕСО ЕАД разработи тръжни правила и електронна платформа за провеждане на електронни търгове, съгласно Регламент 2017/1485, свързани с осигуряването на първичното регулиране на честотата, автоматични и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности.

В изпълнение на Регламент 2016/1719 Единната платформа за разпределение провежда дългосрочните търгове (годишни и месечни) за преносни способности от 2019 г. на всички европейски граници в рамките на Европейския съюз съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права. За България това са границите с Румъния и Гърция.

С Решение на КЕВР от 28.10.2020 г. на ЕСО ЕАД бе предоставена дерогация от изискванията на чл. 16, пар. 8 от Регламент 2019/943 за срок от две години, които предвиждат операторите на преносни системи да не ограничават обема на междусистемен капацитет, който трябва да бъде на разположение на участниците на пазара като средство за справяне с претоварване в своята собствена пазарна зона или като средство за управление на потоците, получени от сделки, които са вътрешни за пазарните зони. Това изискване е спазено, когато е достигнат минимален праг 70% от преносния капацитет между търговските зони, като се спазват стандартите за безопасност за сигурна експлоатация на мрежата.

### 3.2. Конкуренция и функциониране на пазара

#### 3.2.1 Пазари на едро

Данните за произведената електрическа енергия и инсталираните мощности за периода от 2020 г. до 2021 г. са обобщени по години в таблицата по-долу:

Произведена енергия по енергийни източници	Инсталирана мощност в MW		Произведена ел. енергия в MWh		Изменение в %
	2020г.	2021г.	2020г.	2021г.	
1. АЕЦ	1 893	1 893	15 787 268	15 650 833	-0,86%
2. ТЕЦ на лигнитни въглища	3 585	3 585	12 235 473	16 076 443	31,39%
3. ТЕЦ на черни и кафяви въглища	158	240	196 545	344 140	75,09%
4. ТЕЦ на газ	1 126	1 044	1 568 609	2 136 970	36,23%
5. ВЕЦ в т. ч.	2 867	2 867	2 731 574	4 149 484	51,91%
5.1. ПАВЕЦ производство	1 386	1 386	820 664	816 829	-0,47%
5.2. ПАВЕЦ помпи *	932	932	730 017	383 221	-47,51%
6. ВЕИ в т. ч.	683	725	1 275 634	1 230 356	-3,55%
6.1. Вятърни ЕЦ	358	358	769 638	739 923	-3,86%
6.2. Фотоволтаични ЕЦ	300	342	414 428	403 654	-2,60%
6.3. ЕЦ на Биомаса	25	25	91 568	86 779	-5,23%
<b>Общо: 1+2+3+4+5+6</b>	<b>10 313</b>	<b>10 354</b>	<b>33 795 104</b>	<b>39 588 226</b>	<b>17,14%</b>

\* работата на ПАВЕЦ в помпен режим е потребление на ел.енергия и количествата ел.енергия по т. 5.2. не участват в сумата по т. 5

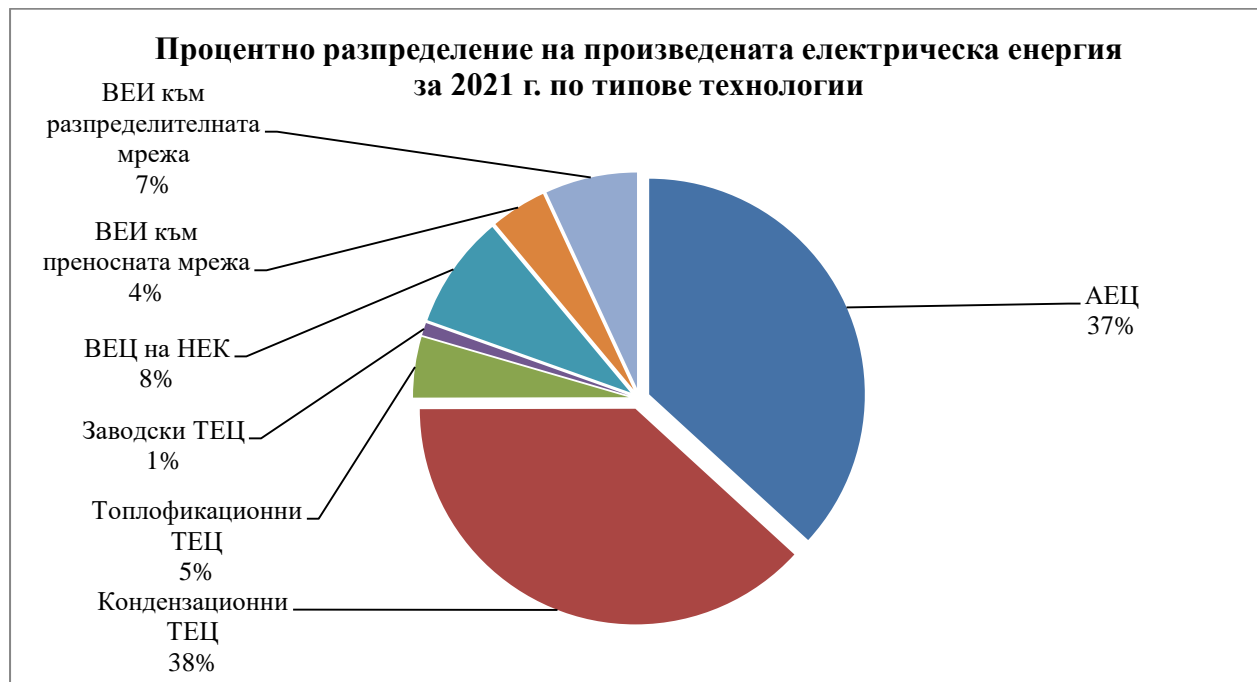
В таблицата са обобщени данни за инсталираните мощности, присъединени към преносната мрежа и произведената нетна електрическа енергия през 2020 г. и 2021 г., предоставени от ЕСО ЕАД. Общо произведената от тези мощности електрическа енергия е 39 588 226 MWh.

При анализ на разликите между произведените количества електрическа енергия на присъединените към електропреносната мрежа централи за 2021 г., в сравнение с 2020 г., се забелязват следните тенденции: нарастване на производството от ТЕЦ на лигнитни въглища с 31,39%, съответно спад на производството на АЕЦ с 0,86%, значително нарастване на ТЕЦ на черни и кафяви въглища с 75,09%, ТЕЦ на газ с 36,23%, ВЕЦ с 51,91% и спад в производството на ВЕИ с 3,55%. С най-високи дялове за периода по години е електрическата енергия от въглища и ядрената енергия.

В следващата таблица са представени инсталирани мощности, присъединени към електроразпределителните мрежи и произведената енергия за 2021 г.

	ЧЕЗ РБ		ЕР Юг		ЕР Север		ЕР Златни пясъци	
	Инст. Мощности	Прозв. Енергия	Инст. Мощности	Прозв. Енергия	Инст. Мощности	Прозв. Енергия	Инст. Мощности	Прозв. Енергия
Въглища	40,61	30 441	-	-	-	-	-	-
Природен газ		208 097	22,23	63 023	20,789	107 776	-	-
ВЕЦ	224,56	640 574	95,18	271 509	14,78	32 793	-	-
ВяЕЦ	18,57	22 037	48,2	54 694	295,35	617 535	-	-
ФЕЦ	196,41	220 585	580,42	700 854	151,34	161 207	0,08	40
Други	13,65	55 102	28,62	108 691	216,54	47 240	-	-
<b>Общо</b>	<b>493,8</b>	<b>1 176 836</b>	<b>774,65</b>	<b>1 198 771</b>	<b>698,80</b>	<b>966 551</b>	<b>0,08</b>	<b>40</b>

Общото количество произведена електрическа енергия в България през 2021 г. е 42 521 087 MWh, разпределена в зависимост от източника на първична енергия и използваната производствена технология, е систематизирано на следващата фигура. Най-голям дял в производството на електрическа енергия имат Кондензационни ТЕЦ в размер на 16 226 675 MWh или 38%, АЕЦ 15 650 833 MWh или 37% и следвани от ВЕИ в размер на 4 706 808 MWh или около 11%.



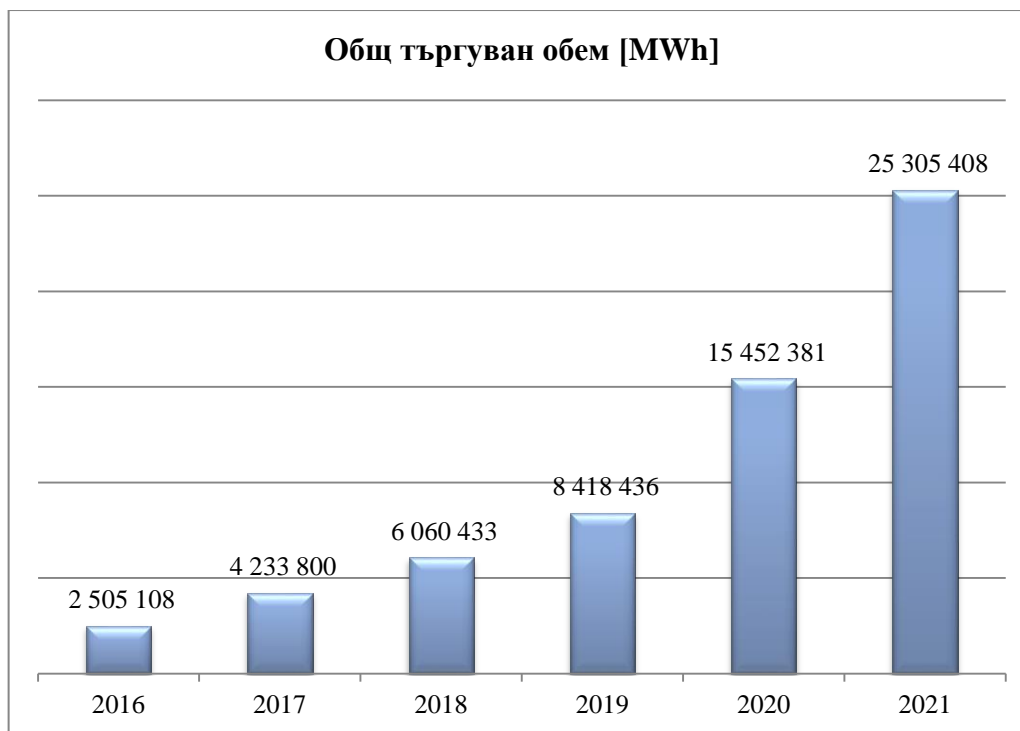
### **Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отварянето на пазара и конкуренцията**

Във връзка със задължението по чл. 59, пар. 1, б. „н“ от Директива (ЕС) 2019/944, КЕВР наблюдава равнището на прозрачност, включително на цените на едро, и гарантира, че електроенергийните предприятия изпълняват задълженията за прозрачност. В тази връзка е направен анализ на търговията на едро с електрическа енергия.

Основната търговия на едро се осъществява чрез трите сегмента на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), а именно - пазар „ден напред“, пазар „в рамките на деня“ (ПРД) и „централизиран пазар за двустранни договори (ЦПДД).

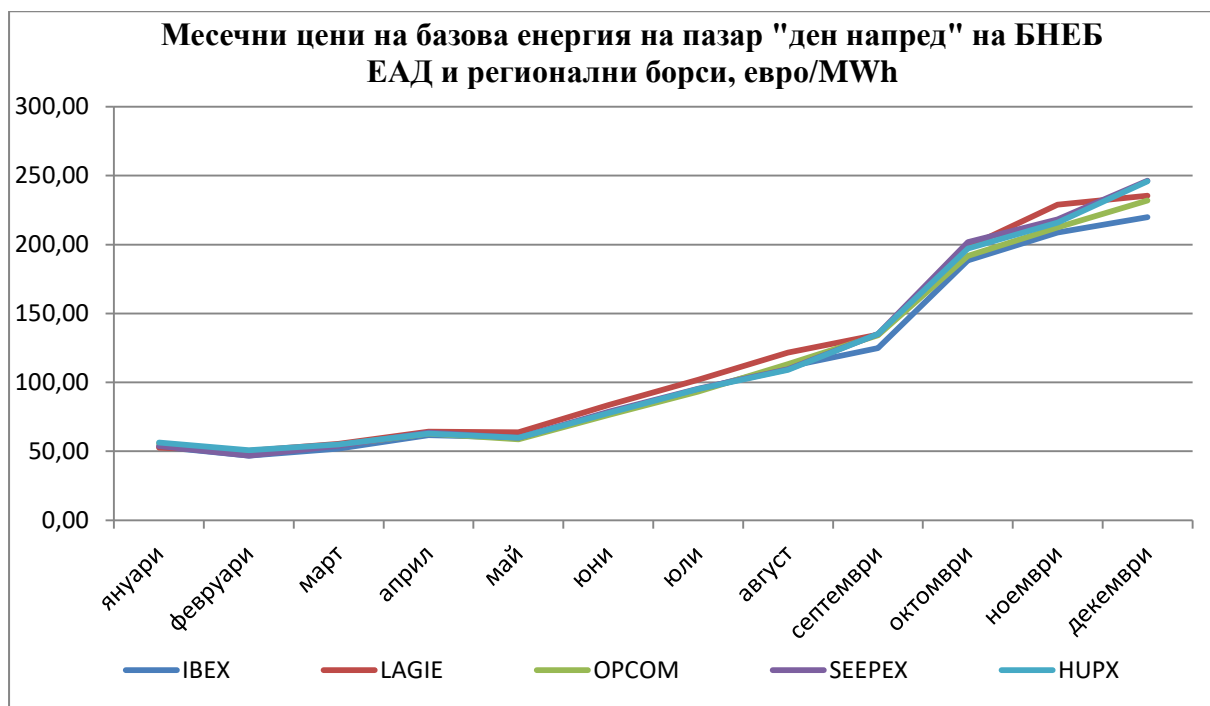
#### **Пазар „ден напред“**

През 2021 г. търгуваните обеми базова енергия на пазар „ден напред“ (фиг.2) нарастват с 9 853 026 MWh или с 63,76% спрямо 2020 г. Това е най-големият ръст на обема в абсолютна стойност, като за предишните години нарастването бе с 7 033 945 MWh за 2020 г. спрямо 2019 г., 2 358 003 MWh за 2019 г. спрямо 2018 г. и с 1 826 633 MWh за 2018 г. спрямо 2017 г.



Фиг.2

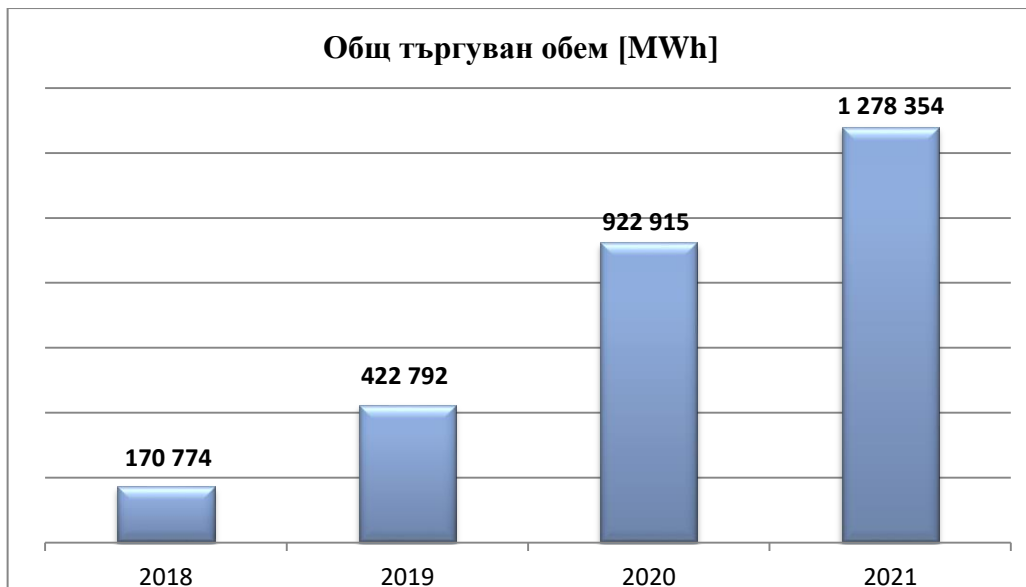
Сравнителен анализ на цените и търгуваните количества на пазар „ден напред“ на БНЕБ ЕАД и на регионалните борси е представен на следващата фигура.



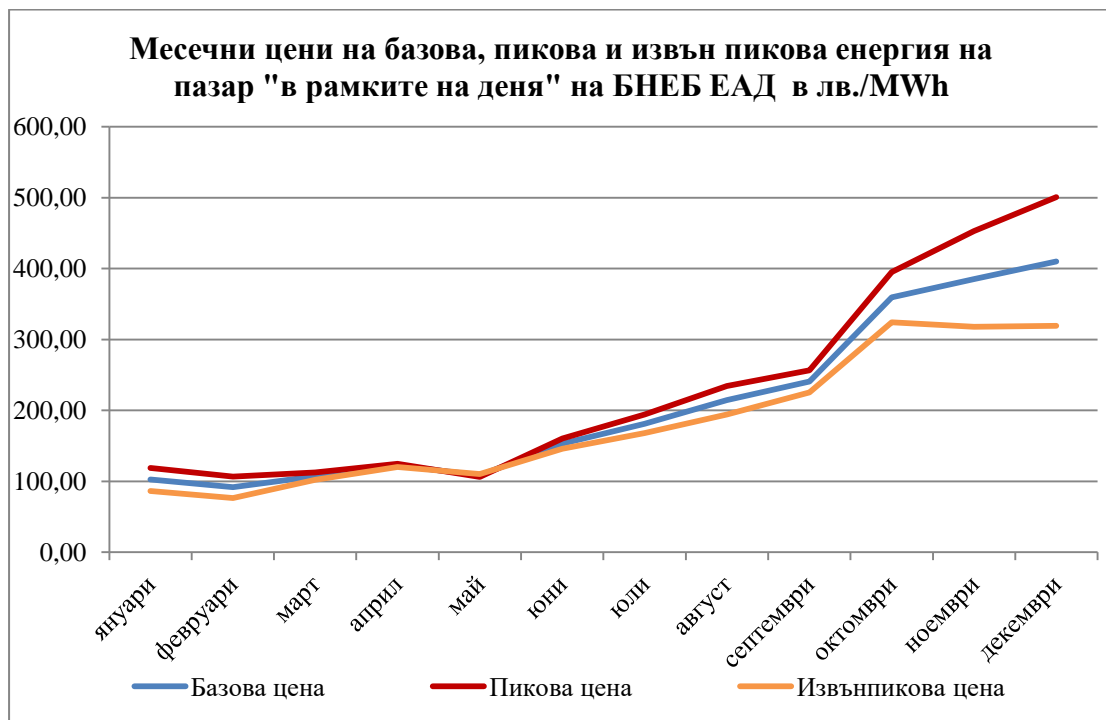
Сравнителният анализ включва средните месечни цени за базов товар евро/MWh на търгувани количества на пазар „ден напред“ за 2021 г. на следните регионални борси: IBEX (България), LAGIE (Гърция), OPCOM (Румъния), SEEPEX (Сърбия) и HUPX (Унгария).

#### Пазар „в рамките на деня“

През 2021 г. общия търгуван обем на електрическа енергия на пазара „в рамките на деня“ е 1 278 354 MWh в сравнение с 922 915 MWh през 2020 г., 422 792 MWh през 2019 г. и 170 774 MWh през 2018 г.



На графиката по-долу са показани средните месечни цени на базова, пикова и извънпикова енергия, търгувана на пазар „в рамките на деня“ на БНЕБ ЕАД.



Общото количество електрическа енергия, търгувана на платформите на БНЕБ ЕАД за 2021 г. е 34 462 GWh, като на пазар „ден напред“ са 25 305 GWh, за пазар „в рамките на деня“ са 1 278 GWh, ЦПДД „Auctions“ са 7 879 GWh. Процентното съотношение на количествата е изобразено на следващата фигура.

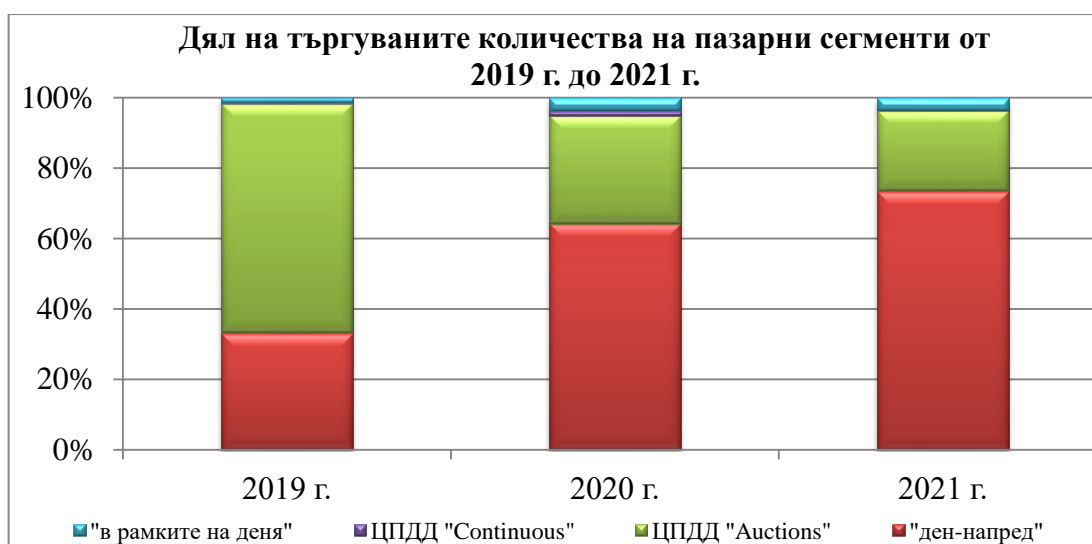


Обобщени данни за количествата, реализирани на пазарните сегменти на БНЕБ ЕАД за периода 2016 г. – 2021 г., са показани в таблицата по-долу:

Търгувани количества	"ден напред" MWh	ЦПДД "Auctions" MWh	ЦПДД "Continuous" MWh	"в рамките на деня" MWh	Общо, GWh
<b>2016</b>	2 505 209	6 528	-	-	<b>2 512</b>
<b>2017</b>	4 232 922	3 987 019	41 640		<b>8 262</b>
<b>2018</b>	6 059 050	15 801 016	1 180 010	170 774	<b>23 211</b>
<b>2019</b>	8 390 723	16 446 889	73 369	356 839	<b>25 268</b>
<b>2020</b>	15 452 381	7 376 695	335 282	922 915	<b>24 087</b>
<b>2021</b>	25 305 408	7 878 642	-	1 278 354	<b>34 462</b>
<b>Общо</b>	<b>61 945 692</b>	<b>51 496 789</b>	<b>1 630 301</b>	<b>2 728 882</b>	<b>117 802</b>

Източник: БНЕБ ЕАД

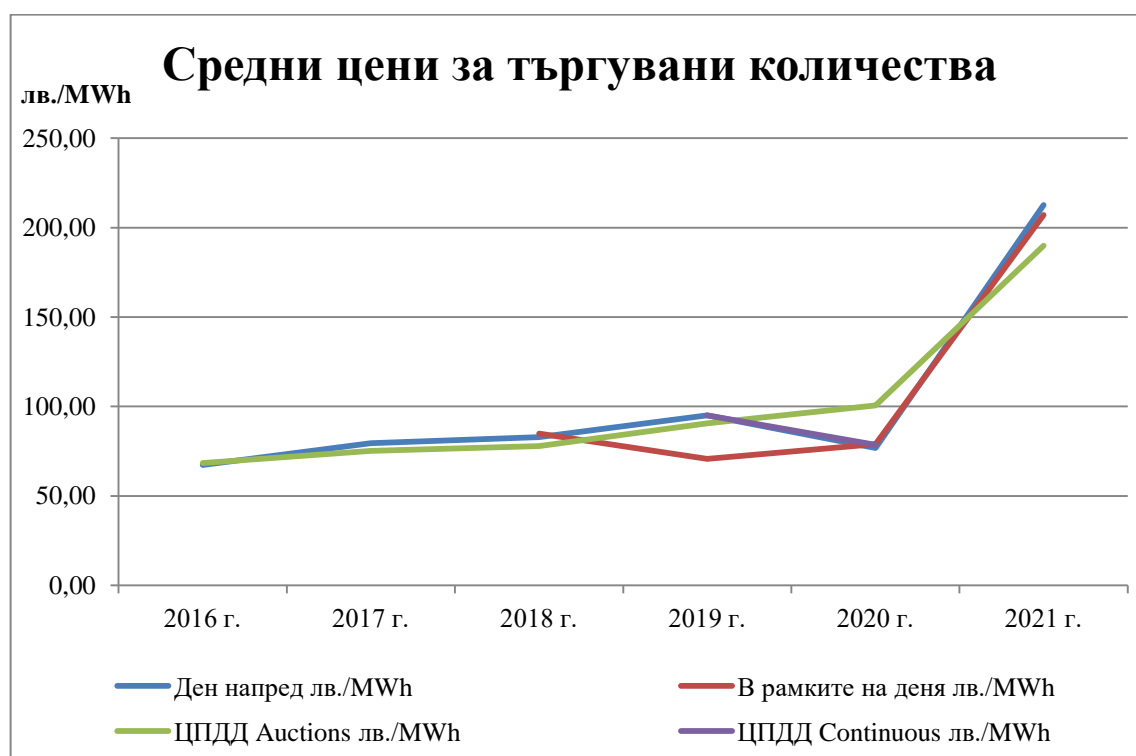
За периода от 2016 г. до 2021 г. общо търгуваните количества чрез пазарните сегменти на БНЕБ ЕАД се увеличават, като през 2020 г. спрямо 2019 г. има спад от близо 5%, който се дължи на значително по-малкото търгувани количества електрическа енергия на пазарен сегмент ЦПДД "Continuous".



Най-големият дял количества електрическа енергия през 2021 г. е търгувана на пазарен сегмент „ден напред“, които спрямо предходната 2020 г. са нараснали с 63,76%. През 2021 г. количествата търгувани на пазар „в рамките на деня“ бележат ръст спрямо 2020 г. с 38,51%. Както е видно от графика горе, през 2019 г. най-голям дял енергия е търгувана на пазарен сегмент ЦПДП „Continuous“, като през 2020 г. и 2021 г. този дял е значително по-малък в сравнение с дела на пазарен сегмент „ден напред“.

Средни цени за търгувани количества електрическа енергия по години	Ден напред в лв./MWh	В рамките на деня в лв./MWh	ЦПДД Auctions в лв./MWh	ЦПДД Continuous в лв./MWh
2016 г.	67,30	-	68,36	-
2017 г.	79,56	-	75,25	67,73
2018 г.	82,84	84,90	77,87	-
2019 г.	95,13	70,66	90,66	95,06
2020 г.	76,84	78,92	100,67	78,62
2021 г.	212,60	207,10	190,00	-

Източник: БНЕБ ЕАД



Както се вижда от посочената таблица и от графиката, годишните средни цени на търгуваните количества електрическа енергия за пазарен сегмент „ден напред“ нарастват от 2016 г. до 2019 г., като през 2020 г. цената намалява с 19,23%, а през 2021 г. бележи най-висок риск с 176,68% спрямо предходната година. На пазар „в рамките на деня“ цената също бележи значително увеличение с 162,40% спрямо 2020 г.

Обобщените индикатори, които характеризират динамиката на развитието на пазара на едро за периода 2016 г. до 2021 г., са посочени в таблица по-долу:



Индикатори на пазара на едро с електрическа енергия	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Общо производство на електрическа енергия, GWh	45 040	45 430	46 531	39 476	36 799	42 521
Общ брой на активните търговци на електрическа енергия, бр.	90	97	89	85	38	40
Общо потребление на електрическа енергия, без помпи, GWh	37 714	38 864	38 218	37 794	36 723	38 631
Обем на вноса, GWh	3 754	3 425	3 118	4 026	3 707	1 857
Обем на износа, GWh	10 120	8 906	10 931	9 822	7 115	10 634

### Статистически данни за деня през годината с най-високо електропотребление в страната

Ден с най-високо електропотребление за:	Електропотребление (бруто), GWh	Дата на регистриране
2016 г.	148	четвъртък, 21 януари 2016 г.
2017 г.	164	вторник, 10 януари 2017 г.
2018 г.	148	вторник, 27 февруари 2018 г.
2019 г.	150	вторник, 08 януари 2019 г.
2020 г.	137	вторник, 21 януари 2020 г.
2021 г.	143	вторник, 19 януари 2021 г.

### 3.2.2 Пазар на дребно

На пазара на дребно осъществяват дейност четири оператора на електроразпределителни мрежи, които са лицензирани да разпределят електрическа енергия на клиенти, присъединени към разпределителната мрежа на ниво 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.

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

- Доставчик на свободен пазар – търговец/производител/борса, който доставя електрическа енергия на битови и небитови клиенти по цени, определени въз основа на търсенето и предлагането;

- 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 мрежата и не са избрали доставчик на електрическа енергия или когато избраният от тях доставчик 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 снабдител (КС) на електрическа енергия – снабдява с електрическа енергия по регулирани цени, утвърдени от КЕВР, обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение;

Пазарните дялове на електроразпределителните дружества, като количества електрическа енергия, разпределена през собствените им мрежи, са изчислени въз основа на предоставени отчетни данни за тях за 2021 г. от ЕСО ЕАД. Най-голям дял от пренесената електрическа енергия традиционно е за дружеството „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с 41% или 9 366 852 MWh, на второ място „Електроразпределение Юг“ ЕАД с 37% или 8 466 282 MWh и на трето „Електроразпределение Север“ АД с 22% или 5 135 643 MWh. Графичното разпределение е показано на фигурата по-долу:



С последните промени в Закона за енергетиката, публикувани в ДВ, бр. 57 от 26.06.2020 г., от 1 октомври 2020 г. всички небитови клиенти, включително и тези, чиито обекти са присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение, трябва да закупуват електрическата енергия за своите нужди по свободно договорени цени. За осъществяването на възможно най-плавен преход към либерализирания пазар на електроенергия и минимизиране на риска от преустановяване на дейност, поради оставане без захранване, в ЗЕ е предвидена възможност, всеки небитов клиент, присъединен на ниско напрежение, който до 30.09.2020 г. не си е избрал доставчик, да бъде снабдяван от настоящия си краен снабдител, но в качеството му на търговец. В този случай снабдяването ще се извършва чрез сключване на типов договор, който е одобрен от КЕВР и е със срок от 01.10.2020 г. до 30.06.2021 г. съгласно изискванията на ЗЕ.

От гледна точка на търсенето, пазарът на дребно се състои от два сегмента: битови клиенти и небитови клиенти. Общият брой клиенти, присъединени към разпределителните предприятия през 2021 г., е 5 219 020, от които битови клиенти – 4 587 587. Общият брой на клиентите с доставчик краен снабдител е 4 581 982, а общият брой клиенти на свободен пазар, включително с доставчик ДПИ, е 610 464.

### **Битови клиенти**

### **Индикатори за развитието на пазара на дребно**

Потреблението на пазара на битовите клиенти намалява през 2021 г. спрямо 2020 г. с 13,53%. Отчетеното намаление показва, че значителна част от малките стопански потребители вече са сключили договор с търговец на електрическа енергия и закупуват необходимите им количества на организирания борсов пазар.

Броят на битовите клиенти нараства от 4 451 408 през 2016 г. до 4 586 448 през 2021 г. Незначителен е броят на битовите клиенти, сменили доставчика.

Индикатори на пазара на дребно (битови клиенти)	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Потребление на електрическа енергия, в MWh	10 736 256	11 068 228	10 965 494	14 729 883	13 979 423	12 088 565
Общ брой битови клиенти на електрическа енергия	4 450 374	4 479 397	4 495 926	4 513 355	4 544 739	4 586 448
Брой Клиенти по регулирани тарифи	4 449 156	4 476 283	4 493 660	4 511 737	4 541 659	4 581 982
Брой клиенти, снабдявани от доставчик последна инстанция	0	618	213	114	1 233	4 644
Брой работни дни между уведомяването да заплати сметката и прекъсването в случаите на неплащане	от 3 до 40	от 3 до 40	от 3 до 40	11 271	от 3 до 40	от 3 до 40

### Небитови клиенти

Броят на небитовите клиенти нараства за периода от 497 007 през 2016 г. на 631 433 за 2021 г. Средното време за смяна на доставчика е между 20 и 30 дни за различните електроразпределителни предприятия.

Индикатори на пазара на дребно (небитови клиенти)	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Брой клиенти	496 007	605 990	611 588	624 910	629 863	631 433
Брой клиенти сменили доставчика	64 707	86 055	101 932	79 290	20 754	23 920
Активни търговци	48	45	46	45	40	40
Средно време за смяна на доставчика (дни)	18	18	18	18	18	18

### 3.2.3 Защита на потребителите и 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 ЗЕ; клиенти срещу доставчици на енергия и природен газ, включително крайни снабдители, свързани с изпълнението на задълженията им по ЗЕ; 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.

Когато не е постигнато доброволно уреждане на спора или при отказ на страна от доброволно уреждане, Комисията взема решение по жалбата в срок два месеца след

получаването ѝ. Този срок може да бъде удължен с още два месеца, ако естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация от Комисията. Със съгласие на жалбоподателя удълженият срок може да бъде продължен с още два месеца. В случаите, когато Комисията приеме жалба за основателна, тя с решението дава задължителни указания по прилагането на закона. Решенията на Комисията могат да бъдат обжалвани относно тяхната законосъобразност пред Административен съд София – град, в 14-дневен срок от съобщаването им.

През 2021 г. в КЕВР бяха получени общо 1 203 броя жалби. За 1 093 броя от тях, които са срещу лицензирани дружества от сферата на електроенергетиката, на основание чл. 22, ал. 1 от ЗЕ, бяха образувани административни производства.

Анализът на административните производства показва, че най-голям е броят на жалбите срещу „ЧЕЗ Разпределение България“ АД (с ново наименование „Електроразпределителни мрежи Запад“ АД) и „ЧЕЗ Електро България“ АД (с ново наименование „Електрохолд продажби“ АД). На второ място са жалбите срещу „Електроразпределение Север“ АД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, следвани от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД. На последно място по оплаквания от клиенти са „Електроразпределение Златни пясъци“ АД и „ЕСП Златни пясъци“ ООД. Жалбите срещу лицензирани дружества за дейността „търговия с електрическа енергия“ са свързани предимно с промени в договорните отношения между страните.

През 2021 г. постъпиха 18 броя жалби срещу „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), като същите обхващат възражения предимно срещу откази или неспазване на срокове от страна на дружеството да изготви и предостави становище с условията за присъединяване на обекти на производители на електроенергия към преносната мрежа и разпределителните мрежи. Не са регистрирани оплаквания срещу НЕК ЕАД.

През 2021 г. в Комисията бяха получени 571 броя жалби от битови клиенти срещу лицензирани дружества от сектор „Електроенергетика“.

В ЗЕ, Глава трета „Регулиране на дейностите в енергетиката“, Раздел VI „Мерки за защита на потребителите на енергийни услуги“, са регламентирани мерки за защита на потребителите на енергийни услуги, които включват и:

- регламентирано задължително съдържание на договорите, сключвани с потребители на енергийни услуги;
- информация, предоставяна от енергийните предприятия – страни по договорите на потребители на енергийни услуги;
- енергийните предприятия изготвят и представят за одобрение от Комисията правила за работа с техните потребители на енергийни услуги;
- енергийните предприятия, извършващи доставка на енергия, осигуряват центрове за предоставяне на информацията на потребителите на енергийни услуги, както и за работа с тях;
- енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, в общите условия за снабдяване и ползване на мрежите и в правилата за работа с потребителите на енергийни услуги, определят специални процедури за предоставяне на уязвими клиенти на информация, свързана с потреблението, и за преустановяване снабдяването на уязвими клиенти;
- крайният снабдител информира клиента, заедно с фактурата за последния месец на всяко шестмесечие, когато отчетената консумация на електрическа енергия на крайните клиенти за това шестмесечие е по-висока с над 50 на сто от отчетената консумация за съответното шестмесечие на предходната календарна година;
- клиентът може да поиска от оператора на електроразпределителната мрежа да се извърши метрологична експертиза на средството за търговско измерване;
- когато по инициатива на крайния снабдител ще бъде преустановено снабдяването на клиента с електрическа енергия, крайният снабдител е длъжен да уведоми клиента, по заявен от него начин, не по-късно от три дни преди датата на преустановяване на

снабдяването. В случай че клиентът не е заявил начин за уведомяване, той се уведомява по начин, определен от крайния снабдител.

В изпълнение на правомощията си КЕВР наблюдава прилагането на регламентираните законови мерки за защита на потребителите на енергийни услуги.

Съгласно чл. 59, пар. 1, б. „у“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС, регулаторният орган има задължението да гарантира недискриминационен достъп до данни за потреблението на клиентите, за предоставянето, за незадължително ползване в лесно разбираем, хармонизиран на национално равнище формат на данните за потреблението, както и бърз достъп за всички клиенти до такива данни съгласно членове 23 и 24.

Според чл. 38б, ал. 1, т. 3 и т. 8 от ЗЕ, енергийните предприятия – страни по договорите, предоставят на своите потребители на енергийни услуги 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.

Съгласно чл. 38б, ал. 2 от ЗЕ доставчикът на енергия осигурява на клиентите широк избор на методи на плащане, включително системи за авансови плащания, които са справедливи и отразяват адекватно вероятното потребление.

В чл. 38б, ал. 3 от ЗЕ е регламентирано, че 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 за клиентите достъп до данни за потреблението на енергия, предоставянето и ползването им в лесно разбираем формат.

## **4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ**

### **4.1. Регулиране на мрежата**

При изпълнение на регулаторните си правомощия КЕВР се ръководи от следните основни принципи: развиване на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз; предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар; създаване на стимули за развитието на конкурентен пазар за дейности в енергетиката, където има условия за това; създаване на стимули за ефективно развитие на сигурни, надеждни и ефикасни мрежи в съответствие с интересите на клиентите. Комисията извършва контрол за развиването на газовите мрежи в полза на всички участници, което ще гарантира достатъчен и разполагаем за всички капацитет, следи за недопускане ограничаването и нарушаването на конкуренцията на пазара и за ефективното му функциониране, наблюдава степента и ефективността на отваряне на пазара на природен газ. КЕВР осъществява наблюдение върху сигурността на снабдяването, като следи за баланс между търсенето и предлагането на природен газ на националния пазар, нивото на очакваното бъдещо потребление и предвижданите допълнителни капацитети, които са в процес на планиране или изграждане, и качеството и нивото на поддържане на мрежите и преодоляване на дефицита на доставчици или търговци.

#### **4.1.1. Мрежови и ВПП тарифи за присъединяване и достъп на клиентите**

На регулиране от Комисията подлежат цените за присъединяване към мрежите, за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи освен в случаите, когато Комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на цена за достъп и пренос през преносна мрежа. КЕВР регулира и определя условията и реда за образуване на цените за присъединяване към газоразпределителните и газопреносните мрежи.

Регулирането на тарифите се извършва съгласно ЗЕ, НРЦПГ и Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката). На основание Методиката КЕВР утвърди на оператора на газопреносна мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД множители, сезонни коефициенти (сезонни множители) и отстъпки за определяне на цените за достъп на краткосрочни капацитетни продукти за периода 01.10.2021 г. – 30.09.2022 г. Съгласно Методиката, тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система се определя от оператора. „Булгартрансгаз“ ЕАД е определило цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи за газова година 01.10.2021 – 30.09.2022 г., въз основа на необходими приходи и ценообразуващи елементи, утвърдени с решения № НПП-1 от 02.10.2020 г. и № М-1 от 01.06.2021 г. на Комисията. Цените за достъп и пренос са публикувани на интернет сайта на „Булгартрансгаз“ ЕАД - [https://www.bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/prozrachnost-tarifi/TAR%20Period%202021\\_2022/Prices\\_2021-2022\\_bg.pdf](https://www.bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/prozrachnost-tarifi/TAR%20Period%202021_2022/Prices_2021-2022_bg.pdf)

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. Оператор на единственото в България подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) е „Булгартрансгаз“ ЕАД. Основното предназначение на хранилището за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ. Цените за достъп и съхранение на природен газ гарантират спазване на принципа за недискриминация спрямо всички ползватели на мрежата, като в същото време се отчитат и специфичните характеристики на националния пазар.

Цените на газоразпределителните дружества, които се регулират от Комисията, включват различни тарифни структури по групи клиенти, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата.

#### **4.1.2. Балансиране**

Балансирането на пазара на природен газ се извършва въз основа на 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 такса за неутралност при балансиране (Методиката за дисбаланс).

С Правилата за балансиране на пазара на природен газ е регламентиран режим на балансиране в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014 на Комисията от 26 март 2014 г. за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносни мрежи (Регламент (ЕС) № 312/2014). Създадени са условия за оператора на газопреносна мрежа и за всички пазарни участници да сключват сделки за краткосрочни стандартизирани продукти чрез платформа за търговия с природен газ. Осигурява се възможност за предлагане на природен газ за покупка и продажба чрез пазарни механизми, така че ползвателите на мрежата да могат да балансират балансовите си портфейли ефикасно, а операторът на преносната система да може да използва гъвкавите продукти за природен газ при балансирането на преносната мрежа, с цел повишаване ликвидността и прозрачността на пазара на природен газ при сделки с краткосрочни продукти. Методиката за дисбаланс гарантира формиране на недискриминационни такси за дисбаланс за ползвателите на газопреносните мрежи, създавайки условия за ефикасно управление на балансовите им портфолия, както и за отговорното им балансиране на входящите и изходящите количества природен газ. Постига се пълно съответствие с разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014 в неговата цялост, по-конкретно изпълнение на изискванията относно таксата за дисбаланс и таксата за неутралност при балансиране и механизмите за управление на кредитния риск. Създадени са ясни условия за прилагането на таксата за дисбаланс и таксата за неутралност, както по отношение на оператора на газопреносна мрежа, така и за всички пазарни

участници. Ползвателите на мрежата имат възможност да балансират балансовите си портфейли ефикасно, като по този начин са създадени предпоставки за дисциплиниране на ползвателите на газопреносните мрежи. Прозрачните и недискриминационни правила, както и прозрачните такси за дисбаланс, отразяващи действителните разходи за балансиране, ще доведат до повишаване ликвидността на краткосрочния пазар на газ на територията на страната.

#### **4.1.3. Трансгранични въпроси**

През 2021 г. КЕВР одобри актуализиран списък с важни точки на междусистемно свързване на българската газопреносна система на „Булгартрансгаз“ ЕАД с газопреносните системи на Румъния, Гърция, Сърбия, Северна Македония и Турция, в т.ч. и за входно-изходна точка ПГХ „Чирен“. За тези важни точки от преносната мрежа се оповестява публично информация и на основание чл. 18, параграф 4 от Регламент (ЕО) № 715/2009 г. се одобряват от регулаторния орган след консултация с ползвателите на мрежата. Публично оповестената информация се отнася до техническия, договорения и наличния капацитет в числово изражение за всички важни точки, включително входни и изходни, редовно и периодично по стандартизиран и удобен за ползване начин.

КЕВР и Регулаторния орган за енергия на Р Гърция (РАЕ) съвместно анализираха подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД до КЕВР инвестиционно искане за трансгранично разпределение на разходите във връзка с изпълнението на територията на Р България на проект от общ интерес „Разширение на подземно газохранилище Чирен (BG)“ на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Инвестиционното искане на „Булгартрансгаз“ ЕАД е анализирано въз основа на критериите по чл. 12, параграфи 4 и 5 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и изискванията на Препоръка № 05/2015 на АСРЕ. Резултатите от анализа и изводите на националните регулаторни органи са отразени в постигнатото между регулаторните органи Споразумение за разпределение на инвестиционните разходи по проекта. Прието е Споразумение между КЕВР и РАЕ за трансгранично разпределение на разходите за проекта.

Със свое Решение № Л-573 от 04.11.2021 г., КЕВР издаде на „Ай Си Джи Би“ АД лицензия за дейността „пренос на природен газ“, за срок от 35 години, за разрешаване започване осъществяването на лицензионната дейност, при определени условия за изграждане на енергийния обект – интерконектор Гърция-България (IGB), в т.ч. срок за изграждане на енергийния обект и срок за започване на лицензионната дейност. Като приложение към лицензията КЕВР одобри и Правила за работа с потребителите на енергийни услуги. IGB е голям инфраструктурен проект, с реализацията на който ще се промени енергийната карта в региона и Европа. След пускане в експлоатация на газопровода, ще навлязат нови за българския газов пазар търговци. При стартиране на търговска експлоатация ще бъде предложен и останалият нерезервиран капацитет, което ще създаде допълнителен потенциал и възможности за навлизане на още участници на пазара.

IGB, който е с първоначален капацитет от 3 млрд. куб. м, с възможност за надграждане до 5,5 млрд. куб. м. ще има основна роля за разнообразяване на доставките и нови транзитни потоци през България. Той е продължение на маршрута на азербайджанския газ в посока изток-запад от голямото морско находище Шах-Дениз до ЕС. Въвеждането в експлоатация на проекта в синергия с Трансадриатическия газопровод е от стратегическо значение. Чрез IGB страната ни ще получава договорените 1 млрд. м<sup>3</sup>/г. азербайджански природен газ от втората фаза на газовото находище Шах Дениз. Европейският съюз даде силна подкрепа за интерконектора Гърция-България, като осигури безвъзмездно финансиране за малко над една трета от стойността на тръбопровода. Р България също се ангажира с държавна гаранция в размер на 110 млн. евро, отпуснат от Европейската инвестиционна банка.

#### **4.1.4. Изпълнение на Мрежовите кодекси (МК) и насоки**

- **МК за Механизми за разпределение на капацитет (CAM NC)**

В изпълнение на разпоредбите на Регламент (ЕС) 2017/459, „Булгартрансгаз“ ЕАД въведе електронна платформа за резервиране на капацитет – Regional Booking Platform (RBP). Чрез платформата RBP се резервира капацитет на входни и изходни точки на газопреносната мрежа, като се използват стандартните механизми за разпределение на капацитет, съгласно изискванията на CAM NC. Регистрираните мрежови ползватели имат право да резервират и използват капацитетни продукти по газопреносните мрежи. Процедурите по разпределение на годишните, тримесечните, месечните, дневните и в рамките на деня капацитетни продукти се извършват съобразно времевите графици, определени в аукционния календар на ENTSO-G.

„Булгартрансгаз“ ЕАД си сътрудничи със съседните оператори на преносни мрежи с цел координация на поддръжката (ремонтите) на мрежата в съответствие с чл. 4 от Регламент (ЕС) 2017/459. Операторът на газопреносната мрежа регулярно обменя информация със съседните оператори на преносни мрежи съгласно чл. 7 от Регламент (ЕС) 2017/459 на база на сключените споразумения за междусистемно свързване. Обявените от „Булгартрансгаз“ ЕАД твърди капацитетни продукти преминават през процедура по групиране по чл. 19, §1 на Регламент (ЕС) 2017/459. При невъзможност да се осигури групирането на твърдите капацитетни продукти на RBP, както и при наличие на разлики между техническите и групираните капацитети, тези капацитети се предлагат като негрупираните капацитетни продукти (осигуряващи капацитет на съответната точка на междусистемно свързване само в газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД).

- **МК за балансиране (BAL NC)**

При спазване на правилата на Регламент (ЕС) № 312/2014 операторът на газопреносна мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД е определил платформата за търговия на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД за съответстваща на изискванията и критериите на регламента. КЕВР е одобрила платформата за търговия с природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и е определила дружеството за оператор на платформата за търговия. Търговията на платформата се осъществява на анонимен принцип, според разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014. Чрез платформата търговските участници могат да обявяват и приемат, в т.ч. да изменят и оттеглят, оферти за покупка и продажба на газ за посрещане на краткосрочните колебания на търсенето и предлагането на газ, съгласно приложимите правила на платформата за търговия, и на която операторът на газопреносната система търгува с цел извършване на действия за балансиране. На платформата за търговия се търгуват краткосрочните стандартизирани продукти – нематериален, локален, времеви и времеви локален, за доставка в рамките на деня или за ден напред. Предвид функционалностите на платформата за търговия, тя отговаря на изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014 относно съдържанието на уведомлението за сделка, режима на непрекъснато търгуване на краткосрочни стандартизирани продукти, както и видовете такива продукти, критериите, на които следва да отговаря платформата за търговия, за предоставяне на търговските участници на достатъчно сведения за потвърждаване на сделката след нейното сключване, както и да подава уведомления за сделка до оператора на газопреносната система и да му предоставя сведения за изменението на пределната покупна цена и пределната продажна цена след всяка сделка.

Пределни покупна и продажна цени, приложими за целите на определянето на такса дисбаланс от оператора на преносната мрежа, се изчисляват по реда и при условията на Методика за определяне на такса за дисбаланс и такса неутралност, и се публикуват от оператора на преносната мрежа. През 2021 г. малката корекция към цената на природния газ за балансиране е в размер на 8%.

За целите на балансиране на пазара на природен газ „Булгартрансгаз“ ЕАД въведе търговска диспечерска платформа (CDP), която поема функциите на виртуална търговска точка (VTP), функционираща от 1 януари 2017 г. Мрежовите ползватели и търговците имат достъп до CDP с индивидуални идентификационни данни, където могат да представят своите заявки, уведомления за сделки и да получават данни за дисбалансите си на всеки час и



ежедневни и месечни отчети. Търговските уведомления за сделка се подават директно в CDP, като е въведен цикъл за подаване на коригираща заявка съгласно Регламент (ЕС) № 312/2014, освен в точките на междусистемно свързване, така и във всички входни и изходни точки в страната.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предоставя информацията по чл. 32 от Регламент (ЕС) № 312/2014 на ползвателите на мрежата за общото състояние на преносната мрежа съгласно точка 3.4, подточка 5 от приложение I към Регламент (ЕО) № 715/2009 на интернет страницата си. Предоставя и информация с реални данни и прогноза за лайнпека до края на газовия ден, като тази информация се актуализира на всеки час. Газопреносният оператор предоставя информация за действията за балансиране, в т.ч. информация за закупения газ и съответните разходи. „Булгартрансгаз“ ЕАД е избрало „Вариант 1“ от Регламент (ЕС) № 312/2014 на схема за предоставяне на информация, при която информацията за ежедневно и неежедневно измерваните изходящи количества се основава на разпределяне на измерените потоци през газоденя, като тази информация се предоставя на ползвателите индивидуално чрез платформата CDP.

„Булгартрансгаз“ ЕАД възлага поръчки за услуги по балансиране, които се извършват на пазарен принцип чрез прозрачна и недискриминационна публична тръжна процедура съгласно Правилата за балансиране на пазара на природен газ, одобрени от КЕВР, като сключва договори за доставка на природен газ на вход на газопреносната мрежа с максимален срок на действие една година. Договорите се сключват след провеждане на прозрачна, недискриминационна и пазарно основана процедура съобразно максималния размер на възможните дисбаланси на природен газ в газопреносната мрежа. Закупеният газ съгласно чл. 8, параграф 3, б. „а“ от Регламент (ЕС) № 312/2014 се съхранява в собствено газово хранилище - ПГХ „Чирен“ и се използва (добива и нагнетява), когато е необходимо, в зависимост от кумулативните дисбаланси на мрежовите ползватели.

- **МК за оперативната съвместимост и обmena на данни (INT NC)**

В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕС) № 2015/703 на Комисията от 30 април 2015 година за установяване на мрежов кодекс относно правила за оперативната съвместимост и обmena на данни, операторът на газопреносната система „Булгартрансгаз“ ЕАД е подписал Споразумение за междусистемно свързване (Interconnection agreement, IA) с газопреносните оператори на Румъния Трансгаз и на Гърция ДЕСФА за точките за междусистемно свързване Негру Вода 1/Кардам, Негру Вода 2,3/Кардам, Русе/Гюргево и Кулата/Сидирокастро. Съществена част от IA е установяването на общи процедури по подаване на заявки и коригиращи заявки за пренос за резервираните капацитетни продукти, както и установяване на правило по подразбиране за подаване на заявки.

- **МК за тарифите (TAR NC)**

В Регламент (ЕС) 2017/460 е предвидено задължение за провеждане на консултации по предложената методика за референтна цена. Съгласно член 6, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460, методиката за референтна цена се определя или одобрява от националния регулаторен орган, както е посочено в член 27 от Регламент (ЕС) 2017/460. Прилаганата методика за референтна цена зависи от констатациите от периодичните консултации, провеждани в съответствие с член 26 от оператора на преносна система или националния регулаторен орган (НРО), в зависимост от решението на НРО.

Във връзка с горното, с Решение № РТПГ-1 от 01.12.2017 г., на основание член 6, параграф 1, член 26, параграф 1 и член 30 от Регламент (ЕС) 2017/460, КЕВР е определила „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството му на оператор на газопреносна система, да провежда консултациите по член 26 от Регламент (ЕС) 2017/460, както и да публикува преди началото на тарифния период информацията по чл. 30 при условията и по реда на същия регламент. В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕС) 2017/460 и решението на Комисията, „Булгартрансгаз“ ЕАД е провело консултация по предложената методика за референтна цена, както и на свързаните с нея данни, обосновки и елементи съгласно чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460.

В тази връзка Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори (АСЕР) е изготвила доклад от 16 декември 2020 г., съдържащ анализ на документа за консултация относно структурата на тарифата за пренос на газ за България, адресиран до КЕВР и „Булгартрансгаз“ ЕАД. С оглед изводите и препоръките на този доклад, е констатирана необходимост от изменения на методологията за определяне на референтната цена след провеждане на нова консултация на цялата необходима информация по чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460. Едва след провеждане на тази нова консултация, КЕВР може да приеме решение по чл. 27 от Регламент (ЕС) 2017/460 въз основа на актуализиран анализ на АСЕР. „Булгартрансгаз“ ЕАД е уведомено за необходимостта от нова консултация и в тази връзка дружеството е предоставило анализ на данните в проведената консултация във връзка с доклада на АСЕР, в който са дадени допълнителни обосновки и аргументи по заключенията в него. Предвид горното, КЕВР е изискала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи актуализиран и допълнен документ за консултация по чл. 26 на Регламент (ЕС) 2017/460 в съответствие с препоръките на АСЕР, актуализиран и допълнен опростен тарифен модел, както и предложение за правилата за образуване на референтна цена съгласно Регламент (ЕС) 2017/460, които да се обособят в отделен раздел на Методиката. „Булгартрансгаз“ ЕАД е внесло проект за изменение на Методиката, като не е предоставило останалите изискани данни и документи, предвид позицията на дружеството, че не е налице основание за провеждане на втора двумесечна консултация по чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460. В тази връзка КЕВР е изискала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да предприеме действия за допълване на документа за консултация с цялата необходима и систематизирана информация по чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460, както и с данни, подробни обосновки и аргументи съобразно заключенията и препоръките на АСЕР, с оглед провеждане на нова консултация от Комисията по реда на чл. 26 от този регламент и приемане на решение по чл. 27 от Регламент (ЕС) 2017/460 от КЕВР.

#### **4.2. Конкуренция и функциониране на пазара**

През 2021 г. основните участници на пазара на природен газ в страната бяха:

- „Булгартрансгаз“ ЕАД – комбиниран оператор, осъществяващ дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“;
- „Булгаргаз“ ЕАД – обществен доставчик на природен газ, осигуряващ доставката на природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия по регулирани от КЕВР цени. Дружеството притежава и лицензия за дейността търговия с природен газ, издадена от КЕВР;
- **Търговци на природен газ** – сключват 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** – осъществяват дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и доставят природен газ до клиенти, присъединени към газоразпределителните им мрежи на съответните лицензирани територии;
- **Небитови клиенти** на природен газ, присъединени към газопреносната мрежа;
- **Участници, формиращи пазара** – лица, които имат сключено споразумение с оператора на борсовия пазар на природен газ за търсене и предлагане на количества природен газ с цел осигуряване на ликвидност на борсовия пазар на природен газ и за формиране на ценови сигнали;
- **Доставчици на ликвидност** – лица, които имат сключено споразумение с оператора на борсовия пазар на природен газ за търсене и предлагане на количества природен газ с цел осигуряване на ликвидност на борсовия пазар на природен газ.

Общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД доставя природен газ на крайни снабдители на природен газ и на клиенти присъединени към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Общият пазарен дял на „Булгаргаз“ ЕАД на вътрешния пазар на природен газ, по

регулирани и по свободно договорени цени, е около 87%. По тази причина дружеството е основен доставчик на природен газ в Р България по смисъла на чл. 49 от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен. Това фактическо положение оказва съществено влияние върху свободното договаряне на цените при пазарни условия.

Общата дължина на газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД към края на 2021 г. е 3276 км. През 2021 г. не е изградена нова газопреносна мрежа. Новоизградените през 2021 г. съоръжения са: компресорна станция „Нова Провадия“ и очистни съоръжения (пускова и приемна камери) за газопроводно отклонение „Бургас“. Извършените инвестиции от дружеството в тази връзка са в размер на 223 552 хил. лв.

Комисията одобрява на „Булгартрансгаз“ ЕАД 10-годишния план за развитие на преносната мрежа, както и наблюдава и контролира изпълнението му. При изготвянето на десетгодишния план, операторът на газопреносна мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, с инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз, както и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. Комисията се консултира с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно 10-годишния план за развитие на преносната мрежа по открит и прозрачен начин.

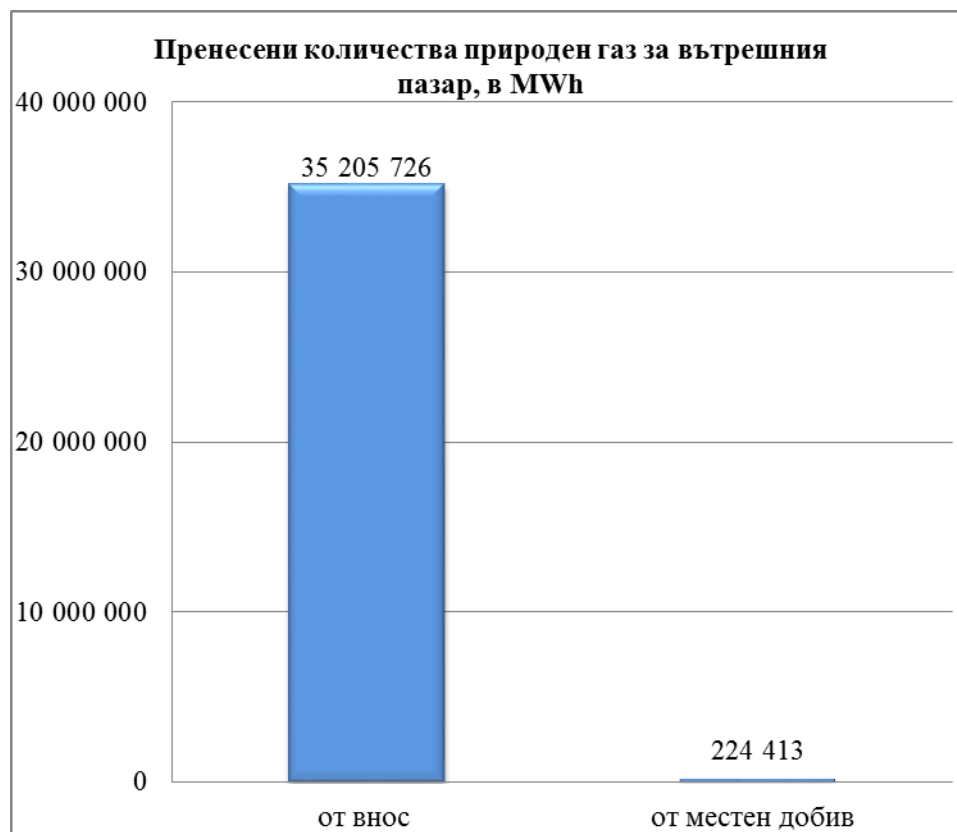
Структурата на ползвателите на газопреносната мрежа, осъществили пренос през 2021 г. е следната:

- обществен доставчик;
- три крайни снабдителя;
- три небитови клиента;
- тридесет и два търговеца на природен газ.

През 2021 г. общото количество природен газ от внос и местен добив, пренесено от „Булгартрансгаз“ ЕАД за крайни клиенти на територията на страната и за износ извън територията на Р България, е 137 208 462 MWh.

Пренесените от „Булгартрансгаз“ ЕАД през 2021 г. количества природен газ от внос, предназначени за износ, са 101 778 323 MWh. Не са пренасяни количества природен газ от местен добив за износ.

Пренесените от „Булгартрансгаз“ ЕАД количества природен газ от внос и местен добив, предназначени за вътрешния пазар, са 35 430 139 MWh.



„Булгартрансгаз“ ЕАД е продало 296 339 MWh, съответно закупило 115 395 MWh, на виртуална търговска точка (ВТТ), природен газ за балансиране по националната газопрепосна мрежа и газопрепосната мрежа за транзитен пренос.

Операторът на газопрепосна мрежа осигурява трансграничен капацитет с оглед интегриране на европейската газопрепосна инфраструктура и осигуряване на изискванията за сигурност на доставките на газ.

Индикатори	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Максимално дневно потребление на газ, (TWh/day).	0,146	0,166	0,299	0,158
Капацитет на входа за газопроводи в TWh/y	319,01	333,245	549,793	1 258,194
Капацитет на изхода за газопроводи (износ) в TWh/y	242,725	229,585	382,056	783,455
Разширение на мрежата на ОПС (kms)	23	11	478,6	0

В Р България към момента има само едно газово хранилище – ПГХ „Чирен“, което разполага с 24 експлоатационни сондажа, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и други технологични съоръжения, необходими за осигуряване нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ. Оператор на ПГХ „Чирен“ е „Булгартрансгаз“ ЕАД. Извършените през 2021 г. в съоръжението за съхранение инвестиции са в размер на 2175 хил. лв.

Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ“ е сезонен (цикличен) и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище.

Чрез съхраняваните в ПГХ „Чирен“ количества природен газ се компенсират сезонните колебания в доставките и потреблението в страната. Съществено е предназначението на хранилището и за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ в страната, осигуряването на количества технологичен газ за балансиране, както и на сигурността и стабилността на газопрепосната система. Важна предпоставка за реализацията на концепцията за създаване на газоразпределителен център в Р България е разширението на капацитета на ПГХ „Чирен“. Капацитетът за съхранение на хранилището е

приблизително 5 813 500 MWh. Капацитет за добив е от 5285 MWh/d до 40377 MWh/d (от 0.5 3.82 mcm/d при 10.57 MWh/1000m<sup>3</sup>). Капацитет за нагнетяване е от 5285 MWh/d до 33824 MWh/d (0.5 ÷ 3.2 mcm/d при 10.57 MWh/1000m<sup>3</sup>).

#### 4.2.1. Пазар на едро

Снабдяването с природен газ на територията на Р България се осъществява по газопреносна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и по газоразпределителни мрежи (ГРМ), собственост на съответните газоразпределителни дружества, за крайни клиенти.

Основните количества природен газ необходими за потреблението на страната през 2021 г. се осигуряваха от внос, в т.ч. и малка част от местен добив от „Проучване и добив на нефт и газ“ АД, „Петрокелтик България“ ЕООД.

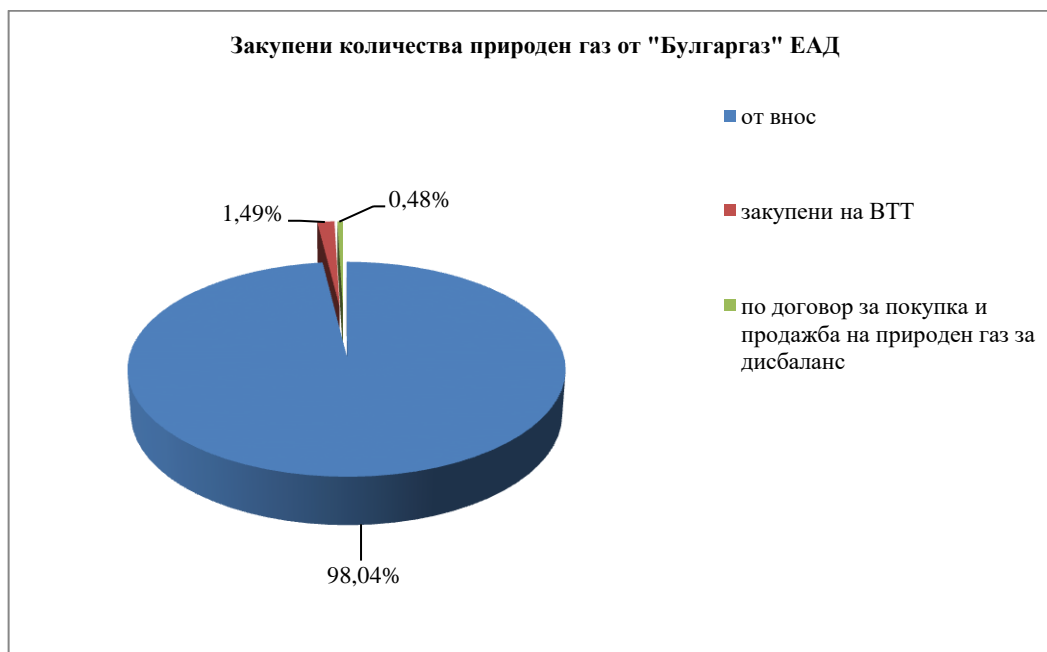
През 2021 г. основните доставки на природен газ за вътрешния пазар се осъществяваха от „Булгаргаз“ ЕАД, а останалата част от търговци на природен газ.

През 2021 г. „Булгаргаз“ ЕАД е закупило природен газ за вътрешния пазар по договор за доставка на природен газ с ООО „Газпром экспорт“, договор за доставка на природен газ с азербайджанска компания и от търговци на природен газ на ВТТ.

„Булгаргаз“ ЕАД е закупило следните количества природен газ за доставка на вътрешния пазар: - по договори от внос – 33 406 032 MWh;

- на ВТТ – 506 390 MWh;

- по договор с „Булгартрансгаз“ ЕАД за дисбаланс – 162 798 MWh.



През 2021 г. „Булгаргаз“ ЕАД е продало количества природен газ, както следва:

- по регулирани цени – 13 151 266 MWh;

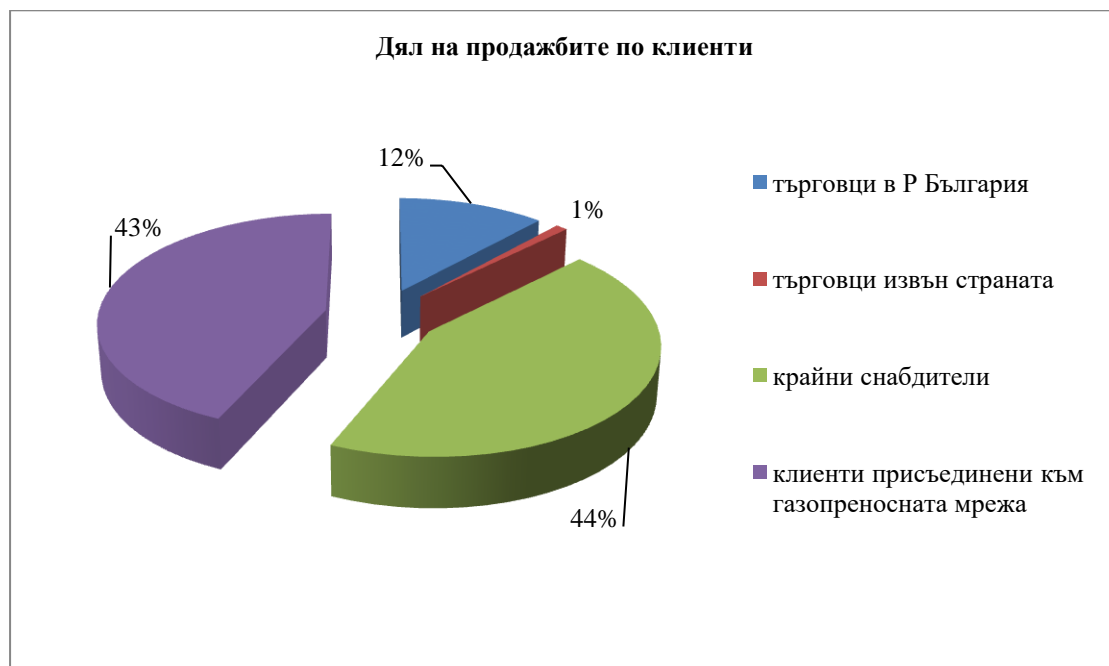
- по програма за освобождаване на природен газ – 4 281 000 MWh;

- по свободно договорени цени – 16 351 553 MWh;

- по договор с „Булгартрансгаз“ ЕАД за дисбаланс – 251 429 MWh.



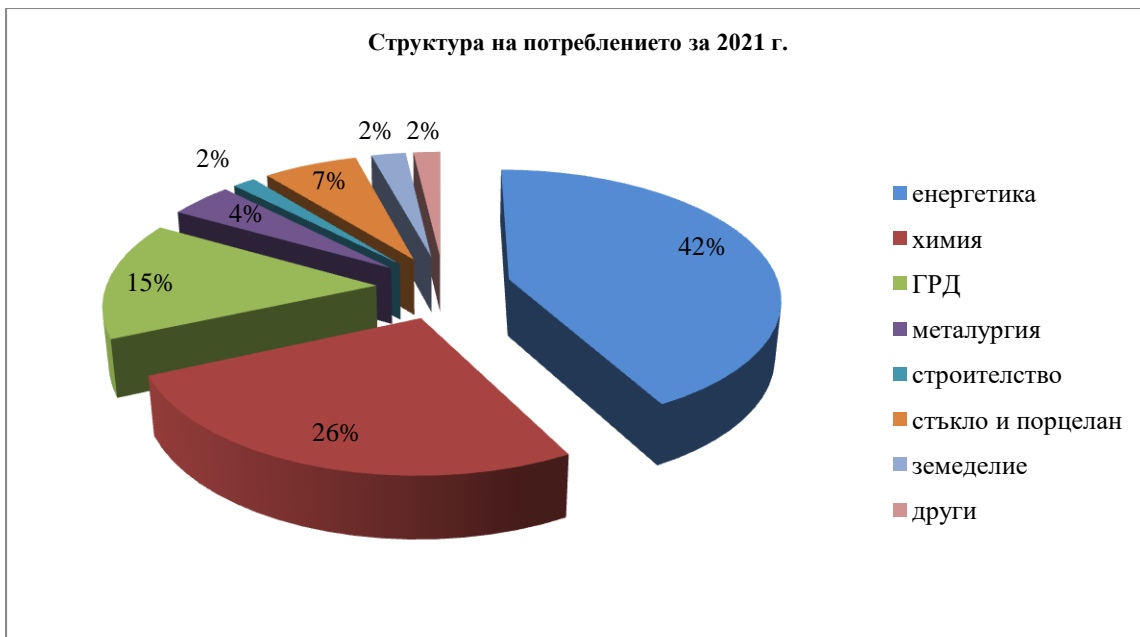
Булгаргаз“ ЕАД е продавало през 2021 г. природен газ на клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, крайни снабдители на природен газ и на търговци. Делът на продажбите по клиенти е посочен в диаграмата по-долу:



Структурата на потреблението по отрасли на природен газ, продаден от „Булгаргаз“ ЕАД през 2021 г., е следната:

- енергетика – 10 961 841 MWh;
- химия – 6 825 545 MWh;
- разпределителни дружества – 3 836 391 MWh;
- металургия – 1 147 950 MWh;
- регионално развитие и строителство – 413 496 MWh;
- стъкларска промишленост – 1 705 120 MWh;
- земеделие – 621 532 MWh;
- други – 486 370 MWh.

Структурата на потреблението по отрасли на продажения от „Булгаргаз“ ЕАД природен газ е представена и в диаграмата по-долу:



Добитите количества природен газ в страната през 2021 г., са както следва:

**„Прочване и добив на нефт и газ“ АД** е добило през 2021 г. 99 586 MWh природен газ, от които 18 397 MWh е продало на един краен клиент, 30 045 MWh – на две газоразпределителни дружества и 43 603 MWh – на два търговеца на природен газ. За собствени нужди на добивното предприятие са потребени 7541 MWh;

**„Петрокелтик България“ ЕООД** е добило през 2021 г. 224 413 MWh природен газ, които е продало на търговци на природен газ, както следва: „Мост Енерджи“ АД – 62 423 MWh и „Дексия България“ ООД – 161 990 MWh.

От 1 октомври 2021 г. дейността „търговия с природен газ“ се извършва въз основа на издадена от КЕВР лицензия. Лицензии за тази дейност през 2021 г., КЕВР издаде на 44 търговци на природен газ.

През 2021 г. КЕВР лицензира и два организирани борсови пазара на природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и „Българска енергийна търговска платформа“ АД.

Броят на регистрираните членове на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД към 31.12.2021 г. е 49, като от тях около 40% са международни компании с опит в търговията с природен газ на европейските пазари и управляват богато портфолио. Останалите около 60% от участниците са местни търговци на природен газ, сред които са и големи индустриални консуматори на природен газ в страната.

В краткосрочния сегмент на платформата за търговия се предлагат стандартизирани продукти „в рамките на деня“, „ден напред“, както и времеви и локални продукти за нуждите на балансиране на газопреносната система. На дългосрочния сегмент на платформата за търговия се предлагат продукти на средносрочна и дългосрочна база – седмични, месечни, тримесечни и годишни.

През 2021 г. на платформата за търговия с природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД са сключени 6554 сделки и са изтъргувани общо 16 952 827 MWh природен газ на отделните сегменти, както следва:

*Краткосрочен сегмент* – 2 476 085 MWh. Сделките на краткосрочния сегмент са се увеличили близо 4,2 пъти спрямо предходната година, когато са изтъргувани 590 046 MWh.

*Дългосрочен сегмент (включително сделки на ВТТ и по брокерска услуга)* – 10 195 742 MWh. Сделките на дългосрочния сегмент са се увеличили над 2,7 пъти спрямо предходната година, когато са изтъргувани 3 828 788 MWh.

*Програма за освобождаване на природен газ (GRP)* – 4 281 000 MWh. През отчетната година 24 ползвателя са имали право на участие като потенциални купувачи в търговете по програмата за освобождаване на природен газ. Търговете по програмата за освобождаване на природен газ се провеждат в съответствие с публикуван на страницата на „Газов Хъб Балкан“

ЕАД календар на търговете, съгласуван с обществения доставчик. В календара на търговете за 2021 г. са предвидени петнадесет търга, като след провеждане на дванадесетия от тях са реализирани 100% от предложените от „Булгаргаз“ ЕАД годишни количества природен газ в размер на 4 281 000 MWh. Успешната реализация на предложените по програмата количества природен газ се дължи на конкурентните цени на природния газ спрямо цените на съседните пазари. В търговете са участвали само търговци на природен газ.

*Брокерска услуга* – Чрез брокерските услуги се предлагат продукти и услуги за крайни клиенти – консуматори на природен газ и крайни снабдители, пряко присъединени към газопреносната система, които не ползват услуги по достъп и пренос през газопреносните мрежи и съответно нямат достъп до ВТТ, но желаят да закупуват природен газ на изходни точки от регистрирани членове на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД за свои собствени нужди. В този случай, крайният клиент/крайният снабдител има статут на non-trading user, не заплаща такси за членство и за трансакции. Non-trading user получава право да използва брокерските услуги на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД чрез подписване на споразумение за ползване на брокерски услуги, като получава специални права за достъп до специализирана секция на интернет страницата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД. Non-trading user няма достъп до търговските екрани на платформата, а закупува количества на изходната точка, на която е присъединен чрез регистрирани членове на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД. Общият брой сделки по брокерска услуга на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД за отчетната година е 1 232 бр.

На организирания борсов пазар на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД все още не е въведена клирингова услуга.

Операторите на преносни системи (ОПС) търгуват на платформата за търговия (ПТ) с цел извършване на балансиращи действия и обезпечаване на сигурността на доставките, като закупуват и продават необходимото количество природен газ. За гарантиране на сделките ОПС има право да изиска банкови гаранции и/или депозити в определен от него размер. Участниците, които не предоставят такъв депозит, не могат да сключват сделки с ОПС. Банковите гаранции и/или депозити се учредяват в полза и/или по банкова сметка на „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер, гарантиращ в пълна степен обезпечаването на сделките между член на ПТ и ОПС. Във всеки един момент банковите гаранции и/или депозитите следва да бъдат поддържани в пълен размер, обезпечаваш сделките с ОПС, като в случай на липсваща или непълна обезпеченост съответният член на ПТ на „Газов Хъб Балкан“ няма да бъде допускан да търгува с ОПС.

На 10.09.2021 г. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД се присъедини към Меморандума за разбирателство за трансгранично сътрудничество относно развитието на интегриран пазар на природен газ в Югоизточна и Източна Европа – SEEGAS. В рамките на инициативата SEEGAS, участват борсови оператори и оператори на газопреносни мрежи от Гърция, Румъния, Австрия, Полша и Украйна. Меморандумът цели създаването и развитието на ефективна клирингова система за трансакции с природен газ и деривати в съответствие с европейските практики. Проектът е с пълната подкрепата на European Bank for Reconstruction and Development, като един от механизмите за подкрепа, е извършването на фокусирани проучвания и асистиране при развитието на регионална инфраструктура за капиталов пазар (СМІ), включително post-trade среда, базирана на международни стандарти и най-добри практики;

Към 31.12.2021 г. на организирания борсов пазар на природен газ на „Българска енергийна търговска платформа“ АД са регистрирани 12 членове. Търговията с природен газ стартира през месец май 2021 г. и до края на 2021 г. са сключени 1080 сделки за общо 14 247 535 MWh.

Общото изтъргувано количество през 2021 г. по продукти е, както следва:

- в рамките на деня – 164 951 MWh,
- ден напред – 384 970 MWh,;
- индивидуален ден – 72 000 MWh,
- уикенд и празник – 212 600 MWh,
- седмица – 168 000 MWh,



- двустранни договори – 13 245 014 MWh.

„Българска енергийна търговска платформа” АД формира индекси, които отразяват нивото на цените по търгуваните на пазара на „Българска енергийна търговска платформа” АД продукти, както следва:

- Среднопретеглена цена (Volume Weighted Average Price) – VWAP;

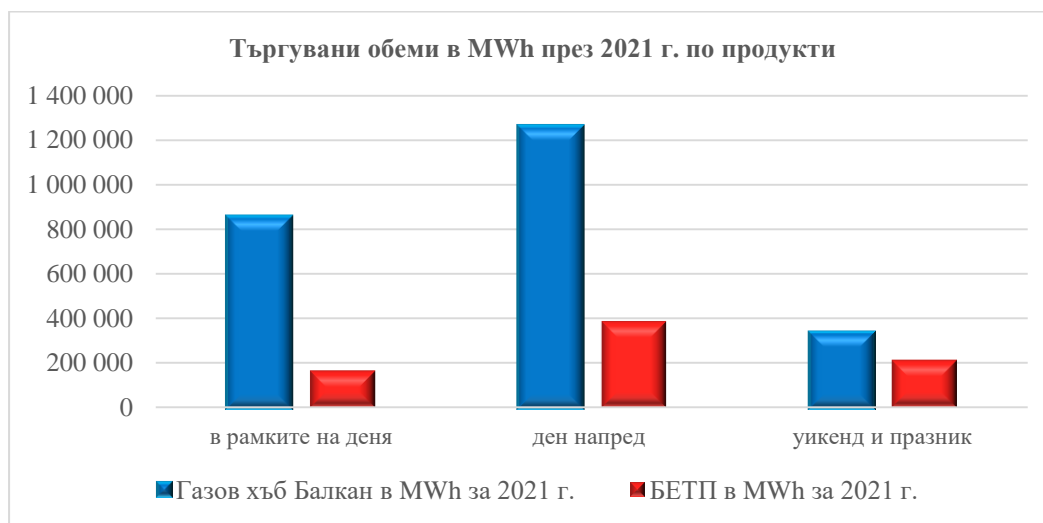
- Референтна цена (Reference price) – RP;

- Среднопретеглена цена за доставка през календарен месец – ВЕТРDMI (Bulgarian energy trading platform delivery month index).

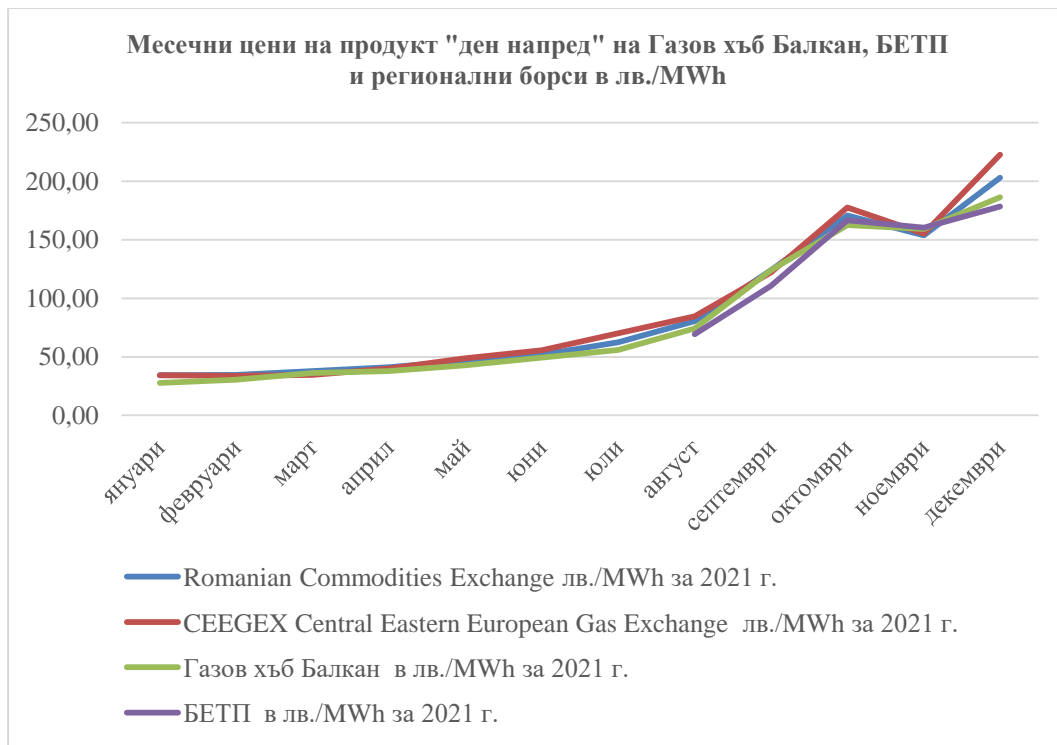
За всеки от месеците за търговия на пазара през 2021 г. на „Българска енергийна търговска платформа” АД, ВЕТРDMI е както следва: м. юни 2021 г. – 58,09 лв./MWh; м. юли 2021 г. – 53,75 лв./MWh; м. август 2021 г. – 67,12 лв./MWh; м. септември 2021 г. – 91,81 лв./MWh; м. октомври 2021 г. – 131,59 лв./MWh; м. ноември 2021 г. – 144,25 лв./MWh и м. декември 2021 г. – 178,16 лв./MWh. Увеличението на стойността на ВЕТРDMI през м. декември спрямо м. юни е с 206,70%.

Към 31.12.2021 г. „Българска енергийна търговска платформа” АД няма сключено споразумение с клирингова къща за предоставяне на клирингови услуги на членовете на пазара на „Българска енергийна търговска платформа” АД. До въвеждане на клирингова услуга, „Българска енергийна търговска платформа” АД изисква от членовете да поддържат обезпечения за гарантиране на задълженията си под формата на парични депозити по подадените поръчки и сключените сделки.

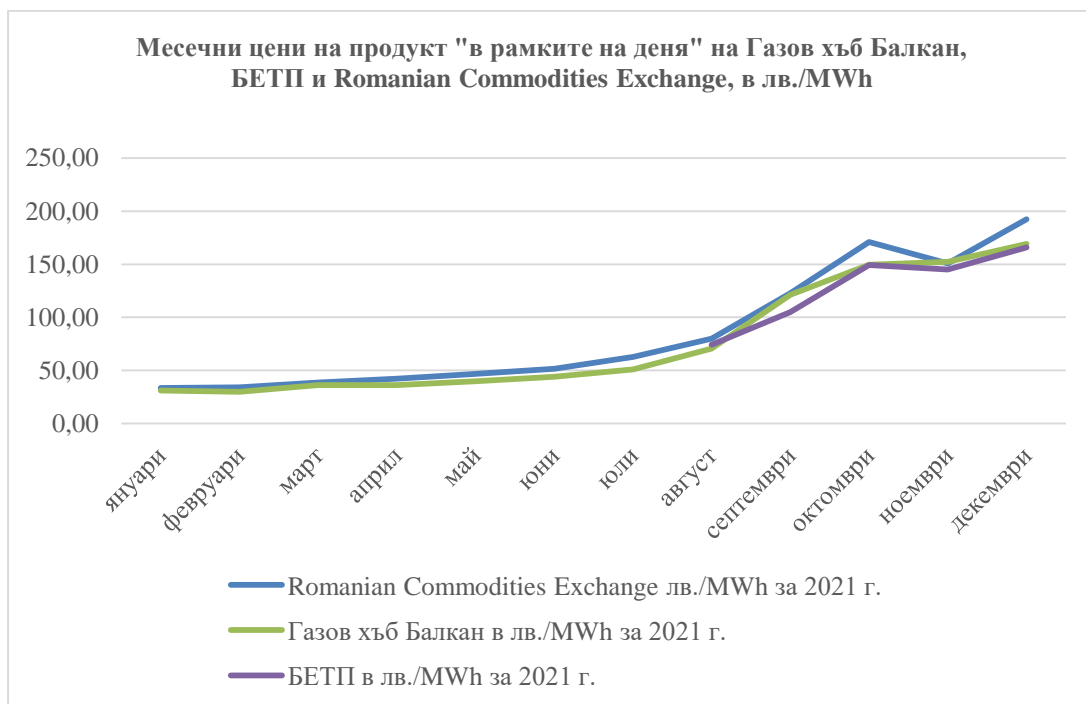
Търгуваните обеми природен газ на краткосрочните сегменти на платформите за търговия с природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и „Българска енергийна търговска платформа” АД през 2021 г. е показано на следващата графика:



Средномесечните цени за краткосрочен продукт „ден напред“ през 2021 г. на платформите за търговия с природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и „Българска енергийна търговска платформа” АД, спрямо румънската Romanian Commodities Exchange и унгарската CEEGEX Central Eastern European Gas Exchange платформи за търговия е показано на следващата графика:



Средномесечните цени за краткосрочен продукт „в рамките на деня“ през 2021 г. на платформите за търговия с природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и „Българска енергийна търговска платформа“ АД, спрямо румънската платформа за търговия Romanian Commodities Exchange е показано на следващата графика:



#### 4.2.2. Пазар на дребно

Към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени небитови клиенти на природен газ и газоразпределителни мрежи.

Присъединените небитови клиенти към газопреносната мрежа към края на 2021 г. са

247 бр. Голяма част от газоразпределителните мрежи в страната са също присъединени към газопреносната мрежа. Три газоразпределителни мрежи са присъединени към добивни съоръжения за природен газ в страната и получават природен газ от местен добив, като две от тези мрежи получават същевременно и алтернативни доставки. При единадесет от газоразпределителните мрежи доставките на природен газ до мрежата се осъществяват, чрез камиони доставящи природен газ с бутилки, поради липса на връзка на изградената разпределителна мрежа с газопреносната мрежа.

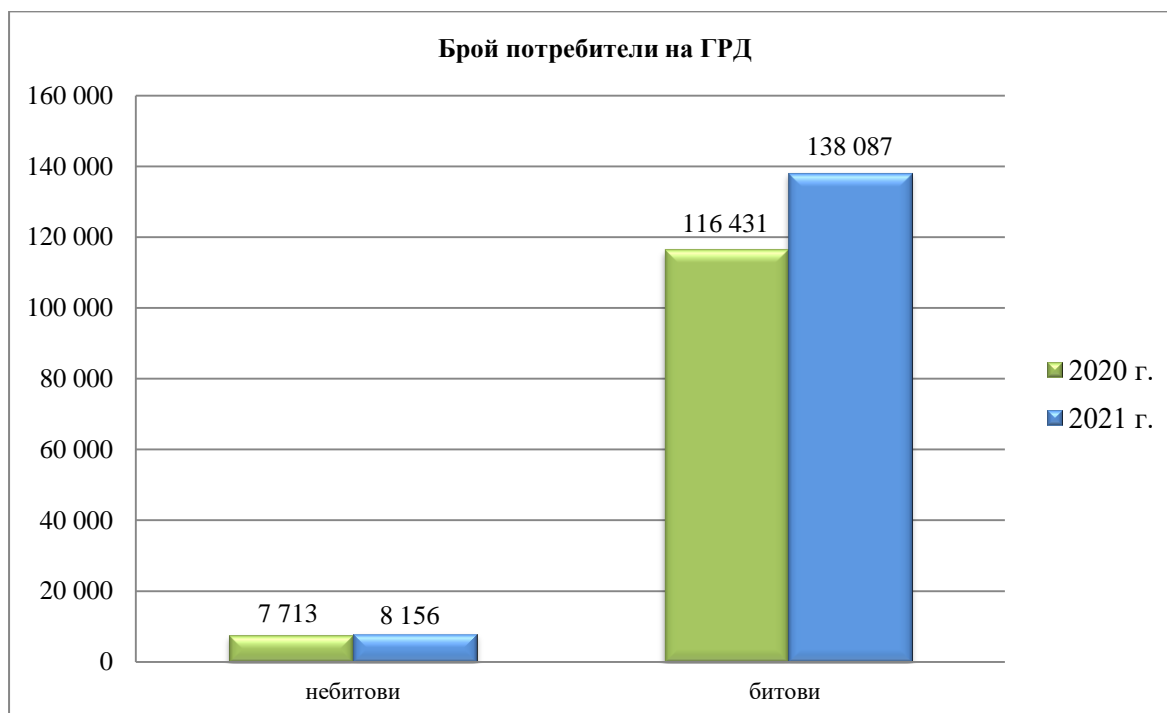
Основен доставчик на присъединените към газопреносната мрежа клиенти е „Булгаргаз“ ЕАД (185 бр. клиенти към края на 2021 г.). Доставки към съответни клиенти се извършват и от търговци на природен газ.

В края на 2021 г. на територията на Р България са лицензирани 24 дружества за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, които извършват дейност на 35 лицензионни територии, които обхващат 173 общини, представляващи 65% от всички общини в страната. Лицензията за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ налага задължението за дружеството да доставя природен газ на клиентите, присъединени към газоразпределителната мрежа, когато те не са избрали друг доставчик.

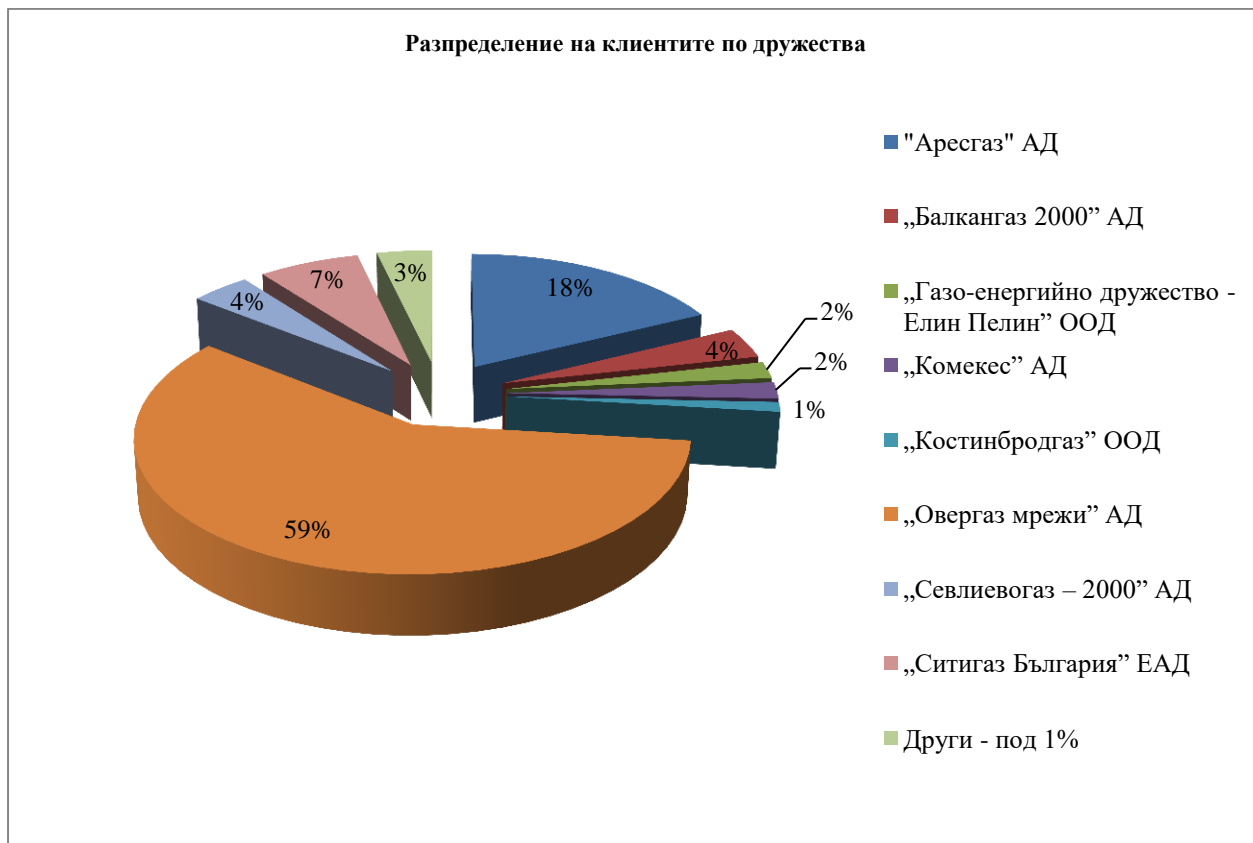
Необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната е в процес на изграждане и присъединените битови клиенти към ГРМ са малко. Прилаганият от КЕВР регулаторен механизъм осигурява стимули за газоразпределителните дружества да продължават развитието на ГРМ и присъединяването на нови клиенти с цел постепенно увеличаване на броя им, както и на консумацията на природен газ.

Изградената мрежа от газоразпределителните дружества през 2021 г. е 162 730 м, а общата дължина на ГРМ в страната към края на 2021 г. е 5 461 340 м. Извършените инвестиции от ГРД през 2021 г. са 27 031 хил. лв.

Общият брой клиенти на газоразпределителните дружества към 31.12.2021 г. е 146 243, от които 8156 небитови клиенти (5,6%) и 138 087 битови клиенти (94,4%). Броят на клиентите е нараснал от 124 144 през 2020 г. на 146 243 през 2021 г., което е увеличение със 17,8%. Нарастването на битовите клиенти е с 18,6%, съответно на небитовите – с 5,7%.

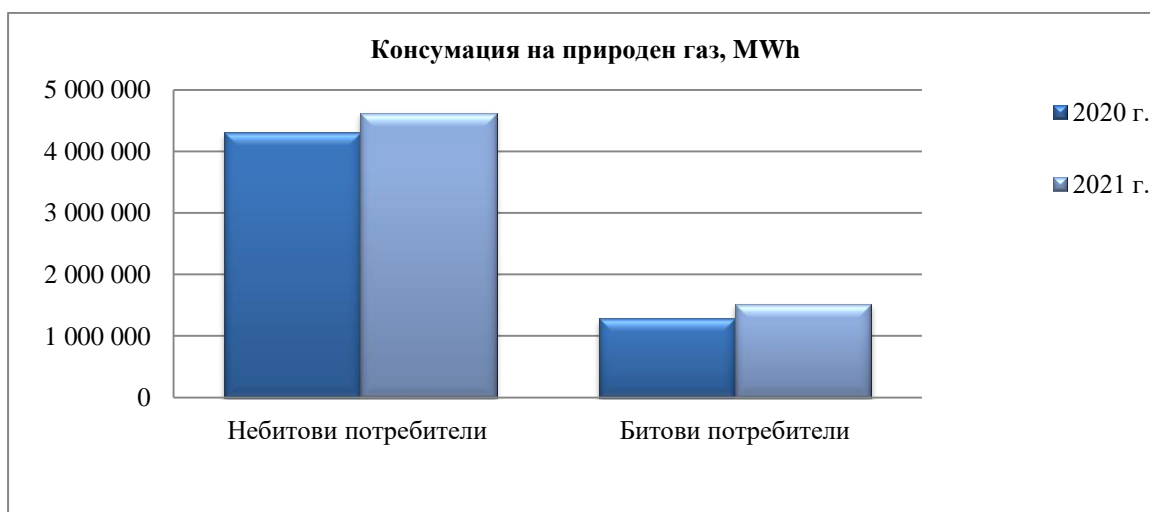


Разпределението на клиентите на природен газ по дружества е представено на графиката по-долу:

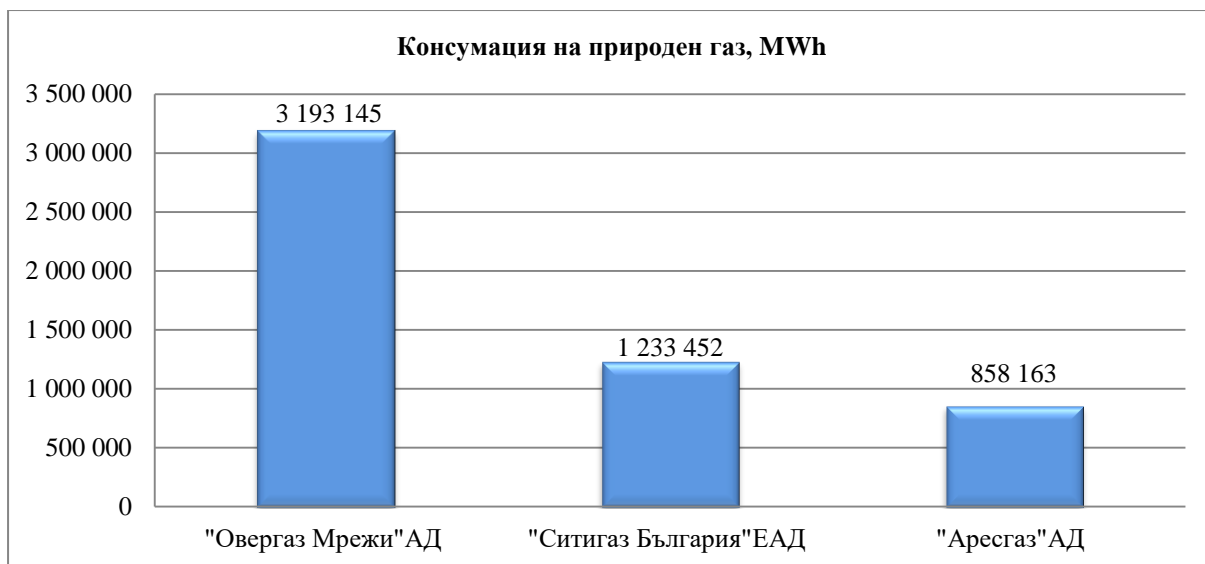


„Овергаз Мрежи“ АД обслужва най-голям брой клиенти – 85 856, което е 59% от всички клиенти на природен газ в страната, следвано от „Аресгаз“ АД с 18%, „Ситигаз България“ ЕАД със 7%, „Севлиевогаз – 2000“ АД и „Балкангаз 2000“ АД – с по 4%.

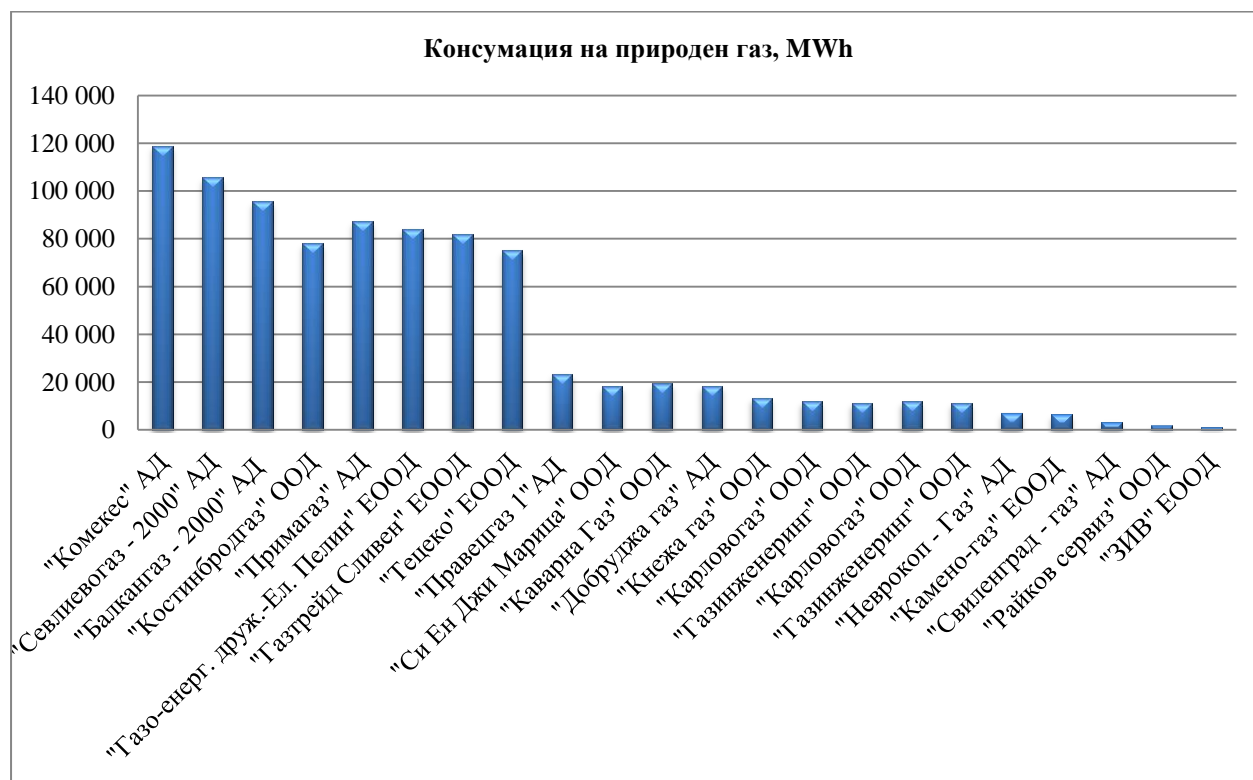
Общата консумация на природен газ от клиенти на газоразпределителните дружества през 2021 г. е 6 148 291 MWh, което е увеличение с 9,7% в сравнение с 2020 г., когато потреблението е било 5 605 628 MWh. Делът на небитовите клиенти е 75% или 4 629 309 MWh в сравнение с 2020 г., когато консумацията е била 4 314 224 MWh, а делът на битовите клиенти е 25% или 1 518 982 MWh в сравнение с 2020 г., когато потреблението е било 1 291 404 MWh.



Клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Аресгаз“ АД са с най-голяма консумация:



Консумацията на природен газ от клиентите на останалите дружества е представена на графиката по-долу:



През 2021 г. трима небитови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителната мрежа са сменили своя доставчик, докато при битовите клиенти не е отчетена смяна на доставчика.

#### **4.2.3. Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията**

При изпълнение на регулаторните си правомощия по отношение нивата на цените Комисията се ръководи от общите принципи за развиване на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз и за предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар.

Регулирането на цените на природния газ се извършва съгласно ЗЕ и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ. Съгласно ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията. КЕВР утвърждава цени на природния газ, по които продава общественият доставчик на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

С НРЦПГ се определят методите за регулиране на цените на природния газ, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и за тяхното утвърждаване; начинът за компенсиране на разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото по ЗЕ; условията и редът за образуване на цените за присъединяване към мрежите; условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи. Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия в съответствие с изискванията на ЗЕ и НРЦПГ. Указанията, дадени от КЕВР относно образуването на цените, са задължителни за енергийните предприятия. Комисията утвърждава цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти на газоразпределителни дружества въз основа на анализ на представените в заявленията данни и на база на аргументирано обосноваване от заявителите, че предложените за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружествата да реализират заложените параметри в инвестиционна и производствена програми в одобрените им бизнес планове.

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”. 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.

Либерализацията на пазара на природен газ заема важно място в европейската енергийна политика и е свързана със стратегическите цели за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ, както и изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар.

Едни от основните принципи, от които се ръководи КЕВР в дейността си, са предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар, както и осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребителите. Комисията наблюдава за наличието на ограничаващи договорни практики и разпоредби за изключителност, които може да възпрепятстват небитови клиенти да сключват договори едновременно с повече от един доставчик или да ограничат избора им на доставчици. В изпълнение на правомощията си, Комисията анализира работата и поведението на контролираните от нея енергийни предприятия, с цел недопускане на злоупотреба с монополно положение или ограничаване/нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар в България. КЕВР може да сезира Комисията за защита на конкуренцията (КЗК), която на свой ред разглежда подадената информация и след преценка на данните по конкретния случай може да образува производство по реда на Закона за защита на конкуренцията. Когато при осъществяване на правомощията си Комисията констатира, че лицензиант нарушава или ограничава конкуренцията, тя сезира КЗК. Комисията подпомага КЗК чрез предоставяне на всяка необходима информация и документи, които могат да се ползват от КЗК във връзка с преписката. В случай че КЗК установи с решение, че с дейността си лицензиантът нарушава или ограничава конкуренцията, Комисията може да наложи принудителни мерки, предвидени в ЗЕ, а в случай на установено от КЗК системно нарушение на правилата на конкуренцията КЕВР може да отнеме лицензията.

КЕВР извършва постоянен мониторинг на пазара с оглед осигуряване на недискриминационност между всички участници на пазара, както и между участниците от една и съща категория и допринася за ефективната конкуренция и правилното функциониране на пазара. КЕВР работи в тясно сътрудничество с Комисията за защита на потребителите, както и с други неправителствени организации за защита на потребителите.

КЕВР наблюдава степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията, като при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията се ръководи от следните основни принципи: развиване на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз; предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар; създаване на стимули за развитието на конкурентен пазар за дейности в енергетиката, където има условия за това; създаване на стимули за ефективно развитие на сигурни, надеждни и ефикасни мрежи в съответствие с интересите на клиентите. Комисията извършва контрол за развиването на газовите мрежи в полза на всички участници, което ще гарантира достатъчен и разполагаем за всички капацитет, следи за недопускане ограничаването и нарушаването на конкуренцията на пазара и за ефективното му функциониране.

#### **4.2.4. Защита на потребителите и уреждане на спорове**

В Закона за енергетиката са транспонирани изискванията на Директива 2009/73/ЕО, които целят гарантиране на ефективна и адекватна защита на правата и интересите на потребителите, укрепване и гарантиране на техните права и осигуряване на по-голяма прозрачност на пазарните отношения. Транспонирани са изискванията на Приложение 1 към Директива 2009/73/ЕО по отношение на съдържанието на договорите с потребители на енергийни услуги, които следва да са оповестени преди сключването или потвърждаването на договора.

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.

Като специализиран държавен орган КЕВР 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 се изготвят от енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес. Този вид договори имат регламентирано в ЗЕ задължително съдържание, с което се гарантират правата на клиентите. Договорите задължително съдържат срок на договора; условията за временно преустановяване, за прекратяване на тяхното предоставяне и на договора; правата на потребители на енергийни услуги, включително информацията относно процедурата по разглеждането и произнасянето по жалби; условията за едностранно прекратяване на договора от ползвателя на енергийни услуги, включително при промяна на договорните условия и цени, вкл. и възможността за такова прекратяване без допълнително плащане. В тях са предвидени ред и условия за прихващане и възстановяване на суми при неспазване на изискванията за качество на договорените услуги. 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. КЕВР следи в одобрените от нея общи условия да е включено съдържанието на издаваните от енергийните предприятия фактури или сметки, които отразяват действителната консумация и съдържат конкретни данни за номера на измервателния уред, консумацията на природен газ за отчетния период, дължимия данък върху добавената стойност (ДДС) и разбивка на цената по компоненти, ако такива са

утвърдени.

Енергийните предприятия предоставят информация на своите клиенти, в т.ч.: начините на плащане; цени за спиране или възстановяване на снабдяването, цени за услуги по извършване на поддръжка и други цени на услуги, свързани с лицензионната дейност; процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си, включително изготвяне на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика; процедурата по разглеждането и произнасянето по жалби и 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. Информацията се представя във фактурите или заедно с тях в информационни материали и на интернет страниците на енергийните предприятия. По този ред доставчиците на енергия и природен газ предоставят на потребителите на енергийни услуги и контролен списък, приет от Европейската комисия, съдържащ практическа информация за техните права.

Енергийните предприятия предоставят на клиентите подробни данни за потреблението, за който и да е ден, седмица, месец и година при използване на интелигентни системи за измерване чрез предоставяне на крайния клиент чрез интернет или чрез интерфейса на измервателния уред на данни за период, не по-кратък от 24 предходни месеца, или за периода от влизането в сила на договора за доставка, ако той е по-кратък. Доставчиците на природен газ осигуряват на клиентите широк избор на методи на плащане, включително системи за авансови плащания, които са справедливи и отразяват адекватно вероятното потребление. Енергийните предприятия уведомяват своите потребители на енергийни услуги – битови клиенти, за всяка предложена промяна на договорните условия и цените на предоставяните услуги, както и за правото на потребителите едностранно да прекратят договора в срок от 30 дни от датата на уведомяването, ако не приемат новите условия и/или цени. Крайният снабдител информира клиента, заедно с фактурата за последния месец на всяко шестмесечие, когато отчетената консумация на природен газ на крайните клиенти за това шестмесечие е по-висока с над 50 на сто от отчетената консумация за съответното шестмесечие на предходната календарна година.

Енергийните предприятия, извършващи доставка на природен газ, осигуряват центрове за предоставяне на информацията на потребителите на енергийни услуги, както и за работа с тях.

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

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.

КЕВР може да съдейства за доброволно уреждане на спора по подадена жалба. Процедурата е доброволна и поверителна. При доброволното уреждане на спорове регулаторът не се произнася с решение, а процедурата завършва със споразумение. 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.

Броят на подадените в КЕВР през 2021 г. жалби от клиенти на природен газ се запазва нисък в сравнение с другите три сектора. От 146 243 клиента на природен газ, жалби са подадени от 23 клиента, което представлява 0,016%. Като основна причина за незначителния брой жалби може да се посочи малкият процент газифицирани обекти в страната, съответно



малкият брой битови и стопански клиенти на природен газ, което обуславя ниския брой жалби, подавани както в Комисията, така и в дружествата. От друга страна, 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 техни права и задължения, включително реда за подаване и разглеждане на жалби, като енергийните предприятия своевременно разглеждат подадените жалби и удовлетворяват основателните.

КЕВР проверява периодично изпълнението от страна на лицензиантите на задълженията им, свързани със създаване на специализирано звено за работа с потребителите в структурата на дружеството, в което трябва да е назначен достатъчен на брой и квалифициран персонал; поддържане на достатъчен брой центрове за работа с клиентите за покриване нуждите на лицензионната територия; предоставяне на услуги на клиентите в съответствие с показателите за качеството на снабдяването с природен газ, приети от Комисията; поддържане на система за управление на качеството на лицензионната дейност, сертифицирана от независима компетентна организация; поддържане на система за приемане и обработка на жалби.

### **Жалби, подадени в газоразпределителните дружества**

Броят на подадените през 2021 г. в газоразпределителните дружества жалби от клиенти е 106 бр. Клиентите, които са подали тези жалби, са 0,07% от всички 146 243 клиента на ГРД за 2021 г. Най-много жалби са подадени в „Овергаз Мрежи” АД за лицензираната територия на Столична община и община Божурище - 40 бр., което представлява 38% от всички жалби в сектора.

Жалбите в газоразпределителните дружества са разпределени, както следва:

- 36 бр. жалби, свързани с присъединяване към ГРМ, от които 6 бр. жалби са основателни и удовлетворени, а 30 бр. са приети за неоснователни;
- 15 бр. жалби, свързани с неточно измерване на потребеното количество природен газ, от които 6 бр. са удовлетворени, а 9 бр. – неоснователни;
- 1 жалба е свързана с възстановяване на газоподаването – неоснователна;
- 4 бр. жалби, свързани с прекъсване на газоподаването поради неплащане – неоснователни;
- 2 бр. жалби, свързани със съдържанието на издадени фактури – неоснователни;
- 9 бр. жалби, свързани с прилагани от дружествата цени, от които една е основателна;
- 1 жалба, свързана с обезщетение във връзка с присъединяване към мрежата, която е основателна и удовлетворена;
- 2 бр. жалби, свързани с обслужване на клиенти – неоснователни;
- 36 бр. други жалби, от които 9 бр. са основателни и съответно удовлетворени, а 27 бр. са приети за неоснователни.

Дружествата използват различни източници за повишаване на информираността на клиентите по отношение на предлаганите услуги и възможностите за получаване на информация за уреждане на спорове, разясняване на правата им във връзка с подаване на жалби, възможността да се обърнат към КЕВР при неудовлетвореност от получения отговор. Дружествата информират клиентите си посредством интернет страница на компанията, телефон, електронна поща.

<b>Показатели по отношение на битовите клиенти</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>
Брой битови клиенти на природен газ	100 412	112 210	124 652	138 087
Брой на битови клиенти на природен газ, присъединени към ГРМ на дружеството, които са сменили доставчика си	0	0	0	0
Брой битови клиенти, на които е спряно газоподаването поради неплащане	1 497	2 104	1 741	2493

Брой работни дни между известие за плащане на сметка и прекъсване в случай на неплащане	18	18	18	18
Брой битови клиенти, които са със статут на уязвими клиенти, съгласно § 1, т. 66в от Допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката	7	6	8	12
Брой на битовите клиенти, които се отчитат с интелигентни разходомери	653	3 281	5589	14 316

Наблюдава се съществено увеличаване на броя на монтираните интелигентни разходомери на битови клиенти, който нараства от 653 бр. през 2018 г. на 14 316 бр. през 2021 г. Въпреки това, те представляват само 10% от всички монтирани разходомери на битови клиенти.

Средният процент на битови клиенти, на които в периода 2017 г. - 2021 г. е спряно газоподаването поради неплащане, е относително постоянен - под 2%.

Въпреки че всички газоразпределителни дружества предоставят на клиентите си информация за процедурата за смяна на доставчик, както и че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си, не се наблюдава смяна на доставчика от битови клиенти. Те остават клиенти на крайните снабдители. Като причина може да се посочи липсата на развит ликвиден газов пазар, поради доминиращата роля на обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД.

#### **4.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО има правомощия)**

Министерството на енергетиката е държавната институция, която провежда енергийната политика на Р България. Министърът на енергетиката е компетентният орган по въпросите за сигурността на доставките на природен газ по смисъла чл. 3 ал. 2 от 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 (Регламент (ЕС) 2017/1938). Съгласно чл. 8, пар. 2, букви „а“ и „б“ от Регламент (ЕС) 2017/1938 компетентният орган на всяка държава членка, след като се консултира с предприятията за природен газ, съответните организации, представляващи интересите на битовите и промишлените клиенти, снабдявани с газ, включително производителите на електроенергия, операторите на електропреносни системи и националния регулаторен орган, когато той е различен от компетентния орган, изготвя: Превантивен план за действие, съгласно чл. 9 от Регламента, в който се съдържат мерките, необходими за отстраняване или намаляване на рисковете, установени в общите и националните оценки на риска, включително въздействието на мерките за енергийна ефективност и мерките от страна на търсенето; План за действие при извънредни ситуации, съдържащ мерките, които трябва да бъдат предприети за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсването на доставките на газ, в съответствие с чл. 10 от Регламента. В изпълнение на изискването на Регламента е създадена междуведомствена работна група, назначена със заповед на министъра на енергетиката, която да изготви цитираните документи. В състава на тази група са включени представители на КЕВР, които са участвали в процеса на изготвяне на документите.