

РАЗВИТИЕ И ФУНКЦИОНИРАНЕ НА МОДЕЛА НА ПАЗАРА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ В БЪЛГАРИЯ

Бетина Людмилова

BULGARIAN ELECTRICITY MARKET'S DEVELOPMENT AND FUNCTIONING

Betina Lyudmilova

The electricity market liberalization process in Bulgaria has entered its 17th year of development. However, it's far from being completed. The current article reviews the market's historical development and outlines its current structure.

Исторически преглед на развитието на пазара в България

От изостанала в електрификационно отношение страна, към 1989 г. България се нарежда сред напредналите страни в Европа както по развитието на електроенергийната си инфраструктура, така и по големината на електроконсумацията на глава от населението [17]. Преходът към пазарна икономика в електроенергетиката на страната включва както преобразуване на собствеността на активите, така и няколко изменения на пазарния модел.

Реформата от социалистическа към корпоративна собственост в електроенергетиката започва през 1992 г., когато се създава „Национална електрическа компания“ (НЕК). В нейната структура влизат 9 енергопроизводствени клона, 26 електроснабдителни клона и 5 инвестиционни предприятия. Тези поделения се отличават със значителна технологична и икономическа самостоятелност. Към онзи момент НЕК притежава 85,6% от инсталираните електрогенериращи мощности в страната. По това време електроенергетиката в България е изправена пред редица неопределености – работа на повечето съоръжения на границите на физическия им ресурс; трудности в покриването на товара на системата и обезпечаване на необходимия резерв; несигурности относно доставките както на вносни въглища от бившия СССР, така и на местни въглища; предстоящи сериозни модернизации и реконструкции в АЕЦ „Козлодуй“; нови мощности в процес на изграждане – ПАВЕЦ „Чаира“ и 8-и блок на ТЕЦ „Марица-изток 2“. Тези обстоятелства се развиват в условията на

недостигащи приходи в електроенергийната система. Тогава страната е и нетен вносител на електрическа енергия [3]. Може да се каже, че това състояние на електроенергетиката в страната представлява отправната точка, от която започва развитието на електроенергийния пазар в България.

Промените в нормативната уредба на обществените отношения, възникващи в областта на енергетиката, се извършват едва през 1999 г. Първоначалният регулаторен орган е Държавната комисия за енергийно регулиране (ДКЕР). Комисията е създадена с Постановление № 181 на Министерския съвет на Република България от 10.09.1999 г. на основание чл. 11, ал. 2 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност (ЗЕЕЕ). Със закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги от 2005 г. (обн. ДВ, бр. 18 от 22.02.2005 г.) е изменен Законът за енергетиката (ЗЕ) и комисията е трансформирана в Държавна комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР). Със закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката през 2015 г. комисията е трансформирана в Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР) [10].

Правомощията на Комисията за енергийно и водно регулиране в областта на електроенергетиката са уредени в чл. 21 от ЗЕ [4].

Комисията има право: да упражнява контрол и периодично да разглежда механизмите за ценообразуване; да осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в ЗЕ; да контролира прилагането на методиката за определяне на цените на електроенергията на доставчика от последна инстанция; да определя правилата за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи. По предложение на енергийните предприятия или по своя инициатива КЕВР приема или изменя правила за търговия с електрическа енергия.

Съгласно правомощията си, Комисията разглежда исканията на енергийните предприятия за компенсиране на невъзстановяеми и произтичащи от наложили им задължения към обществото разходи по чл. 34 и 35 от ЗЕ, утвърждава техния обоснован размер и определя начина на компенсирането им при спазване на изискванията за държавните помощи.

Освен, че утвърждава цените на електроенергията за регулирания пазар, Комисията одобрява правилата за работа на организирания борсов пазар на електроенергия и също така наблюдава степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията в секторите на едро и на дребно, като следи за свързването с енергийните пазари на други държави – членки на Европейския съюз [4].

През 2000 г. се извършва пълна хоризонтална и вертикална де-

зинтеграция на електроенергийния сектор (unbundling). Като отделни дружества извън състава на НЕК са обособени кондензационните електроцентрали и седем електроразпределителни дружества. НЕК остава самостоятелна компания, но обхваща значително по-малко активи – преносната мрежа и водноелектрическите централи, част от които също са приватизирани. Раздържавени са 70% от активите, подлежащи на приватизация. През 2004 г. е окрупнен електроразпределителният сектор чрез пакетна приватизация. По този начин се формират четирите електроразпределителни дружества, функциониращи и в момента: „ЧЕЗ Разпределение България“, „Електроразпределение юг“ (преди „ЕВН електроразпределение“), „Електроразпределение север“ (преди „Енерго-про мрежи“, придобило собствеността на Е.ОН) и ЕРП „Златни пясъци“. През 2007 г. се образува ново дружество, 100% собственост на НЕК, което изпълнява дейностите по управление на електроенергийната система (ЕЕС), „Електроенергиен системен оператор“ (ЕСО) [19]. Години по-късно, през февруари 2014 г., е завършен процесът по разделянето на „Националната електрическа компания“ ЕАД и „Електроенергийния системен оператор“ ЕАД, съгласно изискванията на третия либерализационен пакет [2,19].

Българският електроенергиен пазар се развива поетапно от 2004 г. насам. До тогава НЕК играе ролята на единствен купувач на електроенергия, който след това продава закупената енергия на големите индустриални потребители и на електроснабдителните предприятия (от които впоследствие се обособяват крайните снабдители). Този пазарен модел може да се види на Фигура 1. Началната стъпка на либерализацията е отварянето на пазара за големите индустриални потребители, като първата сключена сделка на свободния пазар е между АЕЦ „Козлодуй“ и „Юмикор мед“ (дн. „Аурубис България“). Регистрирането на почасови графици от ЕСО също започва през 2004 г. [18].

През 2007 г. се премахват нормативно установените прагове за либерализиране на пазара на електроенергия за индустриалните потребители. От 1 юли 2007 г. всеки потребител има законово право на избор на доставчик на електрическа енергия. Въведен е и пазарен модел, при който сделките се осъществяват чрез директни двустранни договори между производители и търговци или потребители [14].

През 2009 г. на свободния пазар се преминава от седмичен към дневен процес на известяване на графици в работни дни [15].



Фигура 1. Търговия при пазарен модел „Единствен купувач“

Към 2010 г. дялът на свободния пазарен сегмент е 26%, а НЕК е единственият доставчик на балансираща енергия. До края на 2011 г. почасови сделки се сключват само на свободния пазарен сегмент. След промяна в правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) се въвежда почасово известяване на графици за целия пазар – свободен и регулиран, като известяването се извършва в деня, предхождащ физическата доставка (ден D-1) [18].

През юли 2012 г. се приема закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, както и изисквания за реструктуриране на дружествата в сектора, съгласно Третия либерализационен пакет. С приетите промени, след 1 юли 2013 г. право да бъдат снабдявани по регулирани цени имат само крайните клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи ниско напрежение [11].

През 2013 година започва активното преминаване от регулирания към свободния пазарен сегмент на консуматори, присъединени към разпределителните мрежи средно напрежение [15].

От 1 юни 2014 г. в България стартира пазарът на балансираща енергия с изискване за балансиране на всички сделки с електрическа енергия на свободния и на регулирания сегмент. До 2014 г. практически на балансиращия пазар има само един доставчик – НЕК, посредством енергията от собствените му ВЕЦ и ПАВЕЦ и закупената от компанията разполагемост от ТЕЦ. Тъй като към онзи момент НЕК търгува основно в ролята си на обществен доставчик, търгуваните и продаваните количества се отчитат на месечна база, което създава невъзможност за системния оператор да разграничи енергията, предназначена за търговски цели, от тази за балансиране. По тази причина през повечето време на балансиращия пазар към онзи момент съществуват административно определени

цени за небаланси. Тези цени имат силно санкциониращ характер за потребителите, тъй като цената за недостиг по това време е около 186 лв./MWh, при средна цена на електроенергията от 75 лв./MWh [2,12]. С тези обстоятелства е свързано и преминаването на целия пазар към ежедневно известяване на почасовите графици, описано по-горе.

Основните етапи при подготовката за пълната либерализация на електроенергийния пазар в страната стартират през 2014 г. със създаването на борсовия оператор – „Българска независима енергийна борса“ (БНЕБ). В края на 2014 г. БНЕБ получава лиценз за търговия, а през април 2015 г. сключва договор с най-големия борсов оператор в Европа, „Нордпул спот“ [16]. БНЕБ стартира реалната работа на пазарен сегмент „ден-напред“ през януари 2016 г., след което през октомври 2016 г. става възможно и сключването на сделки на пазарен сегмент „двустрани договори“. През 2018 г. БНЕБ стартира работа на пазарния сегмент „в рамките на деня“. Пазарният сегмент „в рамките на деня“ функционира в условията на пазарно обединение (Single Intraday Coupling) от ноември 2019 г. [1].

От 1 януари 2018 г., с изменение на Закона за енергетиката [6], в чл. 100 се създава нова ал. 4, съгласно която сделки по свободно договорени цени за закупуване на електроенергия от производители се извършват на организиран борсов пазар на електроенергия. Преди тази промяна сделки между производители и търговци или потребители се извършват и на търгове извън платформите на БНЕБ. Изключение от тази разпоредба се прави за някои категории ВЕИ производители.

От 11 май 2021 г. пазарните сегменти „ден напред“ на България и Гърция работят в режим на пазарно свързване, като по този начин българският електроенергиен пазар става част от единния европейски пазар.

Настояща структура на пазара в България

В момента в България електроенергията се търгува по регулирани и по свободно договорени цени. След промени в чл. 94а от Закона за енергетиката [5], влизащи в сила от 1 октомври 2020 г., на регулирания пазар се осигурява консумацията само на домакинствата, тъй като процесът по освобождаване на пазара се извършва поетпано.

Регулиран пазар

Регулираният пазар функционира по следния начин: НЕК е в ролята на обществен доставчик и закупува електроенергия на регулирани цени, след което продава на крайните снабдителите на регулирани цени, които

от своя страна снабдяват крайните си клиенти, също по регулирани цени. Общественият доставчик закупува активна електрическа енергия от следните източници [7-9]:

- Две електроцентрали, работещи с лигнитни въглища - ТЕЦ „Ей и ЕС Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Контурглобал Марица-изток 3“ в съответствие със споразуменията за изкупуване на електроенергия, сключени преди присъединяването на България към ЕС;
- Задължителна производствена квота, наложена със заповеди на министъра на енергетиката на държавната ТЕЦ „Марица-изток 2“. Този механизъм съществува от 2018 г.;
- Всички ВЕИ и когенерации с инсталирана електрическа мощност под 500 kW;
- Производствена квота, наложена на АЕЦ „Козлодуй“ от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР);
- Производствени квоти, наложени на други ТЕЦ, ако отговарят на определен ценови критерий. Този критерий е следният: КЕВР изчислява цени за всички ТЕЦ и АЕЦ „Козлодуй“, подали искане за одобрение на цената. Ако тази цена е по-ниска от прогнозна пазарна цена, която също се изчислява от КЕВР, или е най-много 10% по-висока, централата получава квота за производство и продава тази електроенергия на НЕК ЕАД на цената, изчислена от КЕВР.

Почти всички горепосочени производители на електроенергия (с изключение на АЕЦ „Козлодуй“ и всяка ТЕЦ с наложена квота, която отговаря на критерия за цена) продават електричеството си на НЕК ЕАД на цени, значително надвишаващи пазарната цена и регулираната цена, на която НЕК ЕАД продава електричеството на крайните снабдители.

Закупената електроенергия, съгласно гореописната процедура, се групира с произведената електроенергия от водноелектрическите централи, собственост на НЕК, и се продава на регулирани цени на крайните снабдители. Крайните снабдители са четири частни компании, които доставят електричество на битовите потребители въз основа на тяхното географско местоположение. Количеството енергия, което остава след изпълнение на изискванията за регулирания пазар, може да се продава на платформата на Българска независима енергийна борса (БНЕБ) ЕАД (чл. 100 от ЗЕ, ал. 2). Обратно, ако има недостиг на електроенергия за регулирания пазар, НЕК ЕАД трябва да закупи необходимото допълнително количество на платформата на БНЕБ ЕАД (чл. 100 от ЗЕ, ал. 3). Понякога обаче този недостиг се покрива от допълнителна задължителна производствена квота, наложена с наредби на министъра на енергетиката за ТЕЦ „Марица-изток 2“. Тази квота е в допълнение към първоначално на-

ложената [8,9].

След като НЕК ЕАД продаде електроенергията на крайните снабдители, те от своя страна я продават по регулирани цени на битовите потребители.

За да се компенсира тарифният дефицит, произтичащ от тази регулаторна политика, разликата между регулираната цена, на която НЕК ЕАД продава енергия на крайните снабдители, и цената, на която НЕК ЕАД купува тази енергия, се заплаща от всички потребители, включително тези от сегмента на свободния пазар, под формата на добавка към цената, наречена цена „задължения към обществото“ (ЗКО), и от фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС). ФСЕС получава финансирането си по няколко механизма [13]:

- В него се събират приходите от цена „ЗКО“;
- ФСЕС събира задължителна вноска от всички производители и търговци на електроенергия, както и от операторите на електроенергийната и газовата преносни мрежи. Тази вноска възлиза на 5% от приходите от продажби на енергия;
- Приходите, получени от България от европейските търгове за продажба на квоти за CO₂.

Основанията за начисляване на цена „задължения към обществото“ са уредени в закона за енергетиката (чл. 35, ал. 1) [4].

Свободен пазар

Свободният пазар функционира по следния начин. Всички производители са задължени да продават електроенергията си на платформата на БНЕБ. Изключение са ВЕИ и ВЕКП производителите с инсталирана мощност под 500 kW (чл. 100, ал. 4 от ЗЕ) [4]. Потребителите могат да купуват електроенергия от борсата или от търговци въз основа на двустранни споразумения. Търговците могат да купуват от платформите на БНЕБ или от други търговци. Забранена е директната покупка от електроцентраля въз основа на двустранен договор, който не е сключен на сегмент „централизиран пазар на двустранни договори“ (ЦПДД) на БНЕБ.

Производителите на възобновяема енергия и производителите на когенерации с инсталирана мощност над 500 kW също продават електроенергията си на платформите на БНЕБ. Те обаче получават преференциални тарифи, които обикновено надвишават значително пазарната цена. Разликата между пазарната цена и тези преференциални тарифи се заплаща от ФСЕС под формата на премии, чиито размер се определя ежегодно от КЕВР.

Понастоящем, на сегмент ЦПДД на БНЕБ има недостиг на търгове за дългосрочни продукти, напр. месечни/тримесечни/годишни базови и пикови продукти. По-голямата част от търговията се осъществява на борсовите пазари „ден напред“ и „в рамките на деня“.

Заклучение

Значителен дял от електроенергийните компании в България получават някакъв вид финансиране от ФСЕС, било то директно или чрез цена „задължения към обществото“. Тези компании включват всички ВЕИ, въведени в експлоатация преди 2012 г. и производителите от когенерации (ВЕКП), които получават преференциални тарифи, двете кондензационни централи, чиято енергия се изкупува съгласно дългосрочни договори, сключени с НЕК, и държавната ТЕЦ „Марица-изток 2“, съгласно задължителната квота, наложена от министъра на енергетиката.

От гореизложеното може да се направи заключението, че в структурата на българския електроенергиен пазар са налице много непазарни елементи. Някои производители (например ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“, ВЕИ и когенерациите, както и до известна степен ТЕЦ „Марица-изток 2“) са практически защитени от пазарните сили, тъй като получават гарантирани цени за произведената от тях електрическа енергия.

Премахването на възможността за сключване на двустранни сделки за покупка на енергия от електроцентрала извън платформата на ЦПДД на БНЕБ, също създава ограничения за участниците на свободния пазар.

Източници:

- [1] БНЕБ, История [<https://ibex.bg/%d0%b7%d0%b0-%d0%bd%d0%b0%d1%81/%d0%b8%d1%81%d1%82%d0%be%d1%80%d0%b8%d1%8f/>], достъпено на 29 април 2021 г.
- [2] ДКЕВР (2014) Отчет за дейността на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране за 2014 година
- [3] Добрев, Д., Ив. Сотиров (1993) Състояние и перспективи на електроенергетиката в България, Форум „Енергийни проблеми на България“, 22-24 юни 1993 [<https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/Public/25/047/25047959.pdf>], достъпено на 22 април 2021 г.
- [4] ЗАКОН за енергетиката, обн. ДВ, бр. 107 от 9.12.2003 г., посл. изм. и

- доп. ДВ, бр. 21 от 21.03.2021 г.
- [5] ЗАКОН за изменение и допълнение на закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 57 от 26 юни 2020 г.
- [6] ЗАКОН за изменение и допълнение на закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 102 от 22.12.2017 г.
- [7] КЕВР (2018) Решение №Ц-11/01.07.2018 г.
- [8] КЕВР (2019) Решение №Ц-19/01.07.2019 г.
- [9] КЕВР (2020) Решение №Ц-29/01.07.2020 г.
- [10] КЕВР, Обща информация [<https://www.dker.bg/bg/za-kevr/obschaintformatsiya.html>], достъпено на 29 април 2021 г.
- [11] Колектив ЕСО (2013) Електроенергиен пазар, Енергетика 3:2013, 5-9
- [12] Кънев, К. (2014) Пазар на балансираща енергия, В: Електроенергийният пазар в България 10 години по-късно, Сдружение БФИЕК, 64-67, ISSN 2367-5829
- [13] НАРЕДБА за реда и начина за набирането, разходването, отчитането и контрола на средстватана Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, Приета с ПМС No 346 от 7.12.2015 г., обн., ДВ, бр. 97от 11.12.2015 г., изм. и доп., бр. 4 от 9.01.2018 г., в сила от 9.01.2018 г.
- [14] Николов, В. (2011) Делът на свободния пазар в България се увеличава, Енергетика 6:2011, 8
- [15] Поповска, В. (2014) Електроенергийният системен оператор за пазара, В: Електроенергийният пазар в България 10 години по-късно, Сдружение БФИЕК, 60-63, ISSN 2367-5829
- [16] Работна среща на Българска независима енергийна борса, Енергетика 5:2015, 17-21
- [17] Спиров, М. (2006) 60 години българско енергийно министерство, Ютилитис 4:2006, 60-61
- [18] Христозов, М. (2011) ЕЕС на България, Енергетика 6:2011, 20-23
- [19] Шушулов, К. (2008) Общо състояние на енергетиката в България – презентация на проф. дтн инж. Шушулов, Енергиен форум, Научно-технически съюз на енергетиците в България, 8-10, ISSN 1313-2962

Автор:

маг. Бетина Людмилова, УНСС, катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“, betinalyudmilova4@gmail.com