



Република България  
ИКОНОМИЧЕСКИ  
И СОЦИАЛЕН СЪВЕТ

## **А Н А Л И З**

**на тема:**

# **„ПРОБЛЕМИ И ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВА ПРЕД СВОБОДНИЯ ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ. ПРИЧИНИ ЗА ЕНЕРГИЙНАТА КРИЗА И МЕРКИ ЗА ПРЕОДОЛЯВАНЕТО Й“**

(разработен по собствена инициатива)

**София,**

**май 2023 г.**

Планът за дейността на Икономически и социален съвет за 2023 г. включва изготвянето на анализ на тема „Проблеми и предизвикателства пред свободния пазар на електроенергия. Причини за енергийната криза и мерки за преодоляването ѝ.“

Временно действаща комисия със съпредседатели заместник-председателите на ИСС от всяка група – Валентина Зартова, Пламен Димитров и Богомил Николов, и членове Нончо Димитров и Ивелин Желязков (група I – работодатели), Александър Загорев и Огнян Атанасов (група II – работници и служители), Лидия Шулева и Лалко Дулевски (група III – граждански сектор) разработи настоящия анализ.

За докладчици са определени Ивелин Желязков – от група I и Огнян Атанасов – от група II.

На двете заседания на комисията, на 19.04.2023 г. и на 02.05.2023 г., бе одобрен проектът на анализа.

На своята пленарна сесия на 15.05.2023 г. Икономическият и социален съвет прие настоящия анализ.

Съдържание	
Съкращения	4
I. Изводи и препоръки	5
II. Развитие и състояние на пазара на електрическа енергия	7
1. Преход от централизиран регулиран пазар към свободен пазар	7
2. Европейски пазарен модел	9
3. Национален пазарен модел	14
III. Промени в пазара на електрическа енергия	17
1. Криза при енергийните доставки	17
2. Национални практики в условията на криза	18
3. Предложения за промени в пазара на електрическа енергия	20
IV. Пътища за осигуряване на конкурентна икономическа среда у нас	23
1. Прогнози и средносрочни планове за развитие в сектор „Електроенергетика“	23
2. Структура на потреблението у нас	25
3. Възможности за оптимизация на доставките за ключови групи потребители	27
3.1. Препоръчителни подходи за прехвърляне на инвестиционни разходи към крайните потребители	27
3.2. Препоръчителни подходи за осигуряване на достъп до дългосрочни продукти на клиенти на националния пазар	28
3.3. Препоръчителни подходи за формиране на целеви политики	29

## Съкращения

АЕЦ	Атомна електрическа централа
БВП	Брутен вътрешен продукт
БЕХ	Български енергиен холдинг
БНЕБ	Българска независима електроенергийна борса
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВиК	Водоснабдяване и канализация
ДДИЕ	дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия
ДзР	договори за разлика
ДПИ	Доставчик от последна инстанция
ЕК	Европейска комисия
ЕС	Европейския съюз
ЕСО	Електроенергиен системен оператор
КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
МОН	Министерство на образованието и науката
НЕК	Национална електрическа компания
НСИ	Национален статистически институт
ПНД	Пазар Ден напред
ПРД	Пазар В рамките на деня
ПЦ	преференциални цени
СЗЕ	споразумения за закупуване на електроенергия
ФОНД СЕС	Фонд Сигурност на електроенергийната система
СТЕ	Пазар за търговия с емисии
ENTSO-E	Европейско обединение на електропреносните оператори
ЕРС	Европейско ценово обединение
ЛСОЕ	изгладени разходи за електрическа енергия
ктне	килотона нефтен еквивалент
МВтч	мегават часа
ТВтч	терават часа

## I. Изводи и препоръки

Либерализацията на електроенергийния пазар си поставя за цел постигането на конкурентна цена за крайните потребители в Европа, но поредица от кризи след 2019 г. показва, че въведеният пазарен модел не води до желания резултат. Реално, европейската индустрия губи конкурентоспособността си на световните пазари, а покупателната способност на европейските домакинства намалява силно.

Под въздействие на позициите на редица страни членки, включително и България, Европейската комисия предприе действия за анализ на пазарния модел на електрическа енергия и на модела за търговия с въглеродни емисии, в резултат от което излезе с позиция и предложения за промени през 2023 г. Позицията на Европейската комисия е, че в дългосрочен план въведените пазарни модели са в интерес на потребителите в Съюза и не трябва да бъдат въвеждани фундаментални промени. Поради това предлаганите пазарни промени са насочени към още по-силна подкрепа за инвестициите в нови възобновяеми източници чрез инструмента на дългосрочна ценова обвързаност за гарантиране възстановяването на инвестициите.

Запазват се и се развиват политиките на Европейския съюз за ограничаване на въглеродните емисии, като правилата за задължителни цели обхващат все повече сектори.

Либерализацията на пазара също остава водеща политика на Европейския съюз, поради което обективно обусловеното намерение на България да отлага въвеждането на свободния пазар за домакинствата и след 2025 г. ще се сблъсква с все повече технически проблеми. Пример за това е поредната наказателна процедура срещу страната ни от 17 април 2023 г. за непълно прилагане на правилата за вътрешния пазар на електроенергия.

Основни инструменти за постигане на амбициозните цели на Европейския съюз са дигитализацията, кръговата икономика и новите технологии за управление на енергийните нужди на потребителите. За успешното осъществяване в тези направления България има възможност да се възползва от редица европейски финансови програми за подпомагане и кредитиране, но за да се постигне ефективен напредък, за страната ни е важно да прилага насочени политики за подпомагане на уязвими групи от населението или на целеви икономически субекти.

При тези условия препоръките са формирани около действията относно запазването на социалната стабилност и пазарната конкурентоспособност на страната ни чрез:

- Последователна подкрепа на общите действия с други страни членки за промяна на пазарните модели и за постигане на по-висока степен на национална компетентност при формирането на правилата за търговия с електрическа енергия и природен газ.

- Допълване на правилата за търговия с електрическа енергия и природен газ, така че да се улесняват потребителите да заявяват и да договарят дългосрочни енергийни доставки в зависимост от техните специфични профили на потребление.

- Нормативно и информационно развитие в подкрепа на инициативите за формиране на разнообразни по обхват енергийни общности, така че все повече потребители да могат да постигнат прогнозируеми ценови нива на енергийните източници за техните нужди.

- Разширяване на кръга на подпомаганите домакинства чрез приемане на дефиниция за енергийно бедни.

- Приемане на дългосрочна стратегия за развитие на енергийната инфраструктура и обосноваване на планираните разходи за мрежови услуги и на разходите за гарантиране сигурността на доставките.

- Ограничаване на практиката за изземване на цялата печалба на държавните енергийни дружества, което има твърде негативно влияние върху възможностите им за развитие.

- Подготовка на национални регулации за действие при ценови кризи, които имат ясна насоченост към засегнати потребители и обхващат всички енергийни дружества, генериращи значително по-високи приходи.

- Засилване на обществения контрол и на достъпа до информация по отношение на формиране на текущите разходи на потребителите за целия набор от регулирани услуги, включително разходите за балансиране на електрическа енергия.

## II. Развитие и състояние на пазара на електрическа енергия

### 1. Преход от централизиран регулиран пазар към свободен пазар

Електрическата енергия като стока има специфични черти, които се определят от ограничените възможности за складиране, но и поради това, че се възприема като обществено благо. Електрическата енергия се произвежда и разпространява на търговска основа, но поради общото ѝ значение за конкурентоспособността на икономиката и нуждите на масовия потребител държавата запазва значителна роля в цялата верига на доставки. Съответно при нейното предлагане се налагат редица конкретни изисквания за гарантиране на непрекъснатостта на доставките, както и за тяхното качество.

Исторически системата на доставки на електрическата енергия е организирана на базата на централизирана доставка с единен контрол по цялата верига, включително и при продажбите. В Европа до средата на 80-те години на XX век електричеството се произвежда, продава и доставя предимно от местни, контролирани от държавата вертикално интегрирани монополи. В този случай бизнес моделът може да бъде описан най-общо като *продажба на киловатчас*. Конкуренцията на пазара на електроенергия почти липсва, а трансграничните търговски обмени на електроенергия са ограничени. При централизираната система капиталовите разходи при инвестиции в електроенергийния сектор са част от себестойността на всеки отделен системен елемент, а крайната цена се получава, като се отчита тегловият фактор на участие в доставката на крайния електроенергиен еквивалент – киловатчас енергия. Инвестиционният риск тук е нисък, но се отчита рискът от грешни управленски решения, поради което централизираната система е критикувана за ценова неефективност и за това, че създава потенциални рискове за сигурността на доставките.

Разработването на подходи, които модифицират моделите на централизирания национален електроенергиен пазар, започва през 1985 г. с решението за създаване на общ Енергиен съюз. Чрез реформиране на сектора и либерализация на пазара на електроенергия, Енергийният съюз си поставя за цел да предостави на потребителите сигурна, устойчива, конкурентна и достъпна енергия. Свободният регионален пазар на електрическа енергия в Европа функционира след 2004 г. по смисъла на Втория

енергиен пакет (Директива 2003/54/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 26 юни 2003 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия).

Разбирането, че свободната конкуренция на пазара е достатъчен инструмент за постигане както на ниски крайни цени, така и на оптимална инвестиционна среда за изграждане на нови мощности, се оказва подвеждащо за сектор „Електроенергетика“, където са необходими съоръжения с много дълъг срок на експлоатация (над 30 години), както и поради йерархично взаимосвързаната система. Добавянето на екологичната дименсия като критерий за развитие допълнително усложнява планирането и обосноваването на инвестиционните процеси.

Поради това, че държавите в ЕС поддържат задължителни резервни капацитети, гарантиращи енергиен баланс при зимен максимум в рамките на развитите национални централизираны електроенергийни системи, в ранния етап на отваряне на пазарите има високо наличие на мощности и съответна висока конкуренция между доставчиците. Стремелът към минимизиране на разходите и ползването на все по-развитите трансгранични връзки, довежда до намаляване на конвенционалните производствени капацитети в Европа, а целевите политики за декарбонизация на електроенергийния сектор направи инвестициите във ВЕИ предпочитани.

Постепенно моделът на свободния пазар се превръща от поле за конкуренция в инструмент за отсяване на целевите нискоемисионни технологии от такива с негативен екологичен отпечатък. За тази цел са въведени редица подкрепящи политики за едни технологии, но и рестрикции за други, което в крайна сметка променя смисъла на свободната търговия.

Сега се отчита, че намаляващите капацитети в ядрени и въглищни централи не може успешно да бъдат заменени от новите ВЕИ мощности, които се изграждат с по-бавно темпо, въпреки поставяните политически цели. Допълнителен негативен фактор е необходимостта от допълнителни инвестиции в мрежите, за да се осигури управлението на доставките при голям дял на променливи производства. Ускореното извеждане на базови мощности в условията на бавно развитие на адекватни заместващи мощности води до дисбаланси, които се проявяват в екстремни ситуации, особено през зимните месеци. Волатилността на цените на краткосрочните пазари също все повече се определя от метеорологични фактори.



Отговорът на равнище ЕС на това предизвикателство е в увеличаването на инвестициите, основно в нови ВЕИ мощности, енергийна ефективност, трансгранични връзки, но също и в капацитети за съхранение. Тази политика изисква значителен финансов ресурс, а въпросът за осигуряване на инвестиции за нови мощности налага да се търсят механизми за осигуряване на собствен и привлечен капитал при реализация на проектите за нови мощности и инфраструктура.

Очертават се две алтернативи за осигуряване на доставките на електрическа енергия:

- Масирани инвестиции в нови генериращи мощности (включително децентрализирани системи за производство и съхранение), и
- Борба за максимално продължаване на живота на съществуващите мощности при новите условия за предлагане.

Тук алтернативата за намаляване на нуждите от електрическа енергия чрез деиндустриализация не се обсъжда, въпреки че има призови за намаляване на потребителското търсене.

## 2. Европейски пазарен модел

Вътрешният пазар на Европейския съюз е единен пазар, в който е гарантирано свободното движение на стоки, услуги, капитали и хора. Изискванията за търговия с електрическа енергия са включени в директиви<sup>1</sup> на ЕС, установяващи общите правила за вътрешния пазар на електроенергия, като водещата политика е насочена към осигуряване на свободен пазар на електрическа енергия и намаляване на отрицателното екологично въздействие.

За целите на създаване на конкурентна среда в Европа е развита концепцията за либерализация на пазара на електрическа енергия и постепенно намаляване на

---

<sup>1</sup> Основно Директива (ЕС) 2018/2001 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници; Директива (ЕС) 2018/2002 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. за изменение на Директива 2012/27/ЕС относно енергийната ефективност; Регламент (ЕС) 2018/1999 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. относно управлението на Енергийния съюз; Регламент (ЕС) 2019/941 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. за готовност за справяне с рискове в електроенергийния сектор и за отмяна на Директива 2005/89/ЕО; Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно вътрешния пазар на електроенергия; Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС.

регулациите. Основният принцип при либерализацията е пазарното определяне на цените на доставка на електроенергията, като доставчиците са свободни да определят цената, на която предоставят електроенергия на клиентите си. От своя страна държавите членки следва да предприемат подходящи действия, за да гарантират ефективна конкуренция между доставчиците. Допустими са публични интервенции за енергийно бедните или уязвимите битови клиенти, както и пазарни интервенции за преходен период при определянето на цените за доставка на електроенергия за битовите клиенти, както и за микропредприятията. Публичната намеса следва да е придружена от набор от мерки за постигане на ефективна конкуренция и за определяне на цена, която е по-висока от себестойността. При това цената следва да е определена така, че да свежда до минимум отрицателното въздействие върху пазара на електроенергия на едро и да не води до пряко кръстосано субсидиране между клиентите, обслужвани по цени на свободния пазар, и клиентите, обслужвани по регулирани цени за доставка.

Следвайки общите политики, в последните години голямата част от потребителите на електрическа енергия в Европа са клиенти на свободен пазар, като доставките им се договарят и осигуряват чрез търговци. Приема се, че по този начин се осигуряват конкурентни цени, но фактически конкуренцията обхваща свързани с доставката на енергията услуги и в общият случай не включва конкуренция между независими продавачи, защото търговците осигуряват необходимата им енергия на организирани централизирани борсови пазари, а не пряко от производители.

В Европа за определяне на цената на електроенергията на пазара на едро се прилагат т. нар. модел на пределните разходи и моделът на приоритетния ред (*merit-order*). Различните производители предоставят своето производство чрез организиран борсов пазар, като първо се удовлетворяват заявките на производителите с най-ниската цена и последователно се достига до енергията от най-скъпата електроцентрала на пазара. В по-голямата част от случаите електроцентрала, работеща с въглища или газ, е крайната, която е активирана да достави последния мегаватчас, необходим за балансиране на търсенето. Съответно заявена от тази последна централа цена, която покрива нейните производствени разходи, включително правата за емисии на CO<sub>2</sub> и печалбата, се плаща на всички производители, въпреки че техните собствени

разходи са много по-ниски. Този модел стимулира генерирането на свръхпечалби и обуславя действия за преразпределение на финансови потоци извън логиката на свободната конкуренция.

Развитието на електроенергийния пазар е тясно свързано както с процеса на неговата либерализация, така и с обединението с електроенергийните пазари в ЕС. Ключовите елементи на модела за електроенергийния пазар съдържат:

- Пазар „Ден напред“ (ПНД) – единен алгоритъм за обвързване на цените – търг за неявно разпределяне, като целта е ежедневно да бъдат откривани оптималната цена и обемът на електроенергията за всеки час от следващия ден.

- Европейско ценово обединение (ЕРС<sup>2</sup>) за времевата рамка „ден напред“, което едновременно определя обемите и цените във всички съответни зони въз основа на принципа на пределното ценообразуване. В Европа установеното пазарно сътрудничество между повечето държави се изразява в т.нар. ценово обединение на регионите<sup>3</sup>.

- Пазар „В рамките на деня“ (ПРД) – единен алгоритъм за обвързване на цените – непрекъснатата търговия. (*Пазарът „В рамките на деня“ се отваря след финализиране на резултатите от тръжната сесия на пазара „Ден напред“*). Това дава възможност на участниците да коригират своите позиции по-близо до часовете за доставка. Развива се чрез европейски проект за изпълнение на трансгранична търговия в рамките на деня.

- Пазар на база двустранна търговия – производителите провеждат публични търгове за продажба на тяхната продукция, надвишаваща количествата, които задължително се доставят на регулирания пазар. Двустранните сделки се осъществяват на платформа за двустранна търговия на пазара на едро.

- Пазар на балансираща енергия – организирана търговия с електрическа енергия за целите на поддържане на баланса между производство и потребление в електроенергийната система, която е управлявана от Електроенергийния системен оператор (ЕСО). Балансиращият пазар започва след часа на затваряне на пазарите ПДН и ПРД. Това е процес, чрез който системният оператор на преноса осигурява, че ще има

---

<sup>2</sup> От англ. *European Price Coupling*.

<sup>3</sup> От англ. *Price Coupling of Regions*.

достъп до достатъчно количество енергия за балансиране на разликите между предлагането и търсенето. Цената на балансиращата енергия се основава на два ценови компонента: една цена за балансиращата енергия за дефицит и една за излишък. Цената на закупуване на енергия за покриване на дефицит се определя като общата сума на разходите, поети от ЕСО за регулация нагоре, се раздели на общата сума на отрицателните небаланси (дефицит) на всичките оператори на балансиращи групи. Съответно цената на закупуване на излишъците на балансиращ пазар се определя, като общата сума на приходите, реализирани от ЕСО от регулацията надолу, се раздели на общата сума на положителните небаланси (излишък) на оператори на балансиращи групи.

- Маркет къплинг – пазарна интеграция на краткосрочните пазарни сегменти: пазар „ден напред“ и пазар „в рамките на деня“. Постигане на физическа свързаност и на пазарна свързаност, автоматичност на търговията и централизиран подход за изчистване на небалансите.

- Ключов мрежови код – разпределяне на преносната способност и управление на претоварването<sup>4</sup>. Открива конкуренция за енергийните борси, които са „Номинирани оператори на пазара на електроенергия“.

Моделът за формиране на цени на електрическата енергия до голяма степен се отличава от пазарните модели за свободно договаряне, тъй като при него се налага регулиране с цел гарантиране сигурността на доставките, но също така е интегрирана и система от политики за икономически стимули в полза на ВЕИ инвестициите и икономически рестрикции за производство от изкопаеми горива. По този начин икономическите методи за държавно управление действат успоредно с въведените административни методи за регулиране, които обхващат различните видове контролни режими, вкл. и по отношение на вътрешните правила за работа.

На регулиране подлежат както компоненти от цените за крайните потребители, включително за енергийната инфраструктура, така и компоненти от цените на производителите. Обхватът на държавна намеса чрез методите на административно регулиране и прилагане на икономически инструменти за стимулиране и рестрикции

---

<sup>4</sup> От англ. *Capacity Allocation and Congestion Management*.

може да се оценява, след като се изясни целият комплекс от фактори, който определя крайната цена на електрическата енергия.

За нуждите на статистическото отразяване на ценовите фактори в крайните цени за потребители на европейския пазар Европейската комисия използва три основни групи:

- Данъци и такси;
- Мрежи и мрежови услуги;
- Енергия.

Заедно с държавата енергийният регулатор има принос към формиране на цените в първата група и изцяло определя втората група ценови фактори. Така например част от първата група са допълнителни такси, които произтичат от държавни екологични политики, но се формират с участие на енергийните регулатори.

За разлика от формирането на задължения към държавата чрез данъци (ДДС, акцизи и др.), ценовите фактори, които се определят от енергийния регулатор, целят установяването на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряването на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти.

Когато се обсъжда формирането на пазарни цени на активната електрическа енергия, т.е. на третата ценова група, обикновено се подразбира референтната борсова цена, постигната при конкурентно предлагане на количества електрическа енергия от различни по характер производители при еднакви пазарни правила, т.е. цената, постигната на пазарната платформа „Ден напред“. Фактически крайните цени за групите потребители се формират в значителна степен от доставки по референтната цена (или борсовата цена), но и от доставки по дългосрочни договори, доставки от краткосрочни пазари и разходи за балансиране. При това ролята на доставчиците (търговците) е да предлагат подходяща комбинация от източници на доставки, за да задоволяват товарите профили на клиентите.

Изграждането на сегашната пазарна конструкция в рамките на ЕС отнема над 20 години и когато постига значителна степен на интеграция и прилагане на единни правила, кризи от различен характер поставят под съмнение устойчивостта на единния пазар. Изтъкнати са мотиви във връзка с ролята на финансовите инструменти при формиране на цената на пазара на въглеродни квоти (СТЕ), както и доминиращото

формиране на цената на базата на един енергиен източник. Последното води до това, че пределните разходи на газовите електроцентрали определят цената на електроенергията на пазара на едро, като прехвърлят проблемите с доставките на природен газ към този пазар.

### 3. Национален пазарен модел

От една страна, в България има изградени и добре функциониращи пазарни платформи за търговия на едро и висока степен на свързаност със съседните електроенергийни пазари. От друга страна, процесът на либерализация не намира своята финална реализация и често се преразглежда. Постижението за осигуряване на електрическа енергия на достъпни цени за домакинствата обаче влиза в противоречие с нуждата от адекватна конкурентна среда за индустрията. Буферът е държавната собственост в енергийния сектор.

Съгласно Закона за енергетиката сделки с електрическа енергия могат да се сключват по регулирани от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) цени, по свободно договорени цени между страни и на борсов пазар, както и на балансиращ пазар на електрическа енергия. При електроенергийното ценово регулиране се търси справедливо прехвърляне към крайните потребители на разходите, предизвикани от преференциалните цени и предоставяните премии за енергия от възобновяеми източници и високоефективното комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Също така крайните клиенти на електрическа енергия присъединени към електроенергийната система заплащат на операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи разходите за технологични разходи по пренос и разпределение както за осигуряване на системни услуги.

В България има два пазарни сегмента на пазара на едро – регулиран и свободен, като някои централи са длъжни да продават произведената от тях енергия на регулирани цени, а не на цени, свободно определени на пазара. На този регулиран пазар държавната компания „НЕК“ ЕАД изпълнява ролята на „обществен доставчик“: купува електроенергия от регулаторно определени производители и я доставя на доставчици, които обслужват крайни потребители, заплащащи електрическата енергия по регулирани цени.

Една от особеностите на българския енергиен пазар е, че е налице значителен капацитет от мощности, които работят съгласно дългосрочни договори за изкупуване на електроенергия (ДДИЕ), или се възползват от преференциални цени (ПЦ). Заедно с все още наличния регулиран пазар тези особености възпрепятстват пълното прилагане на плановете за либерализация на пазара.

На свободния пазар цените са определени въз основа на търсенето и предлагането и се формират на платформите „ден напред“ и „в рамките на деня“, които са хармонизирани в границите на единното свързване на европейските пазари. При това се прилага общият метод за формиране на пределна цена, която може да се различава съществено от цената по себестойност при производителите. България осъществява свързването на пазарите за „ден напред“ и на пазарите „в рамките на деня“ със съседните ѝ държави, което определя и силното влияние на постиганите ценови нива в Европа върху борсовите пазари у нас.

В допълнение, клиентите на свободен пазар могат да сключват сделки на борсовата платформа „двустранни договори“, но тази опция има нисък търгуван дял. Усредненият дял<sup>5</sup> на средночасовия търгуван обем на пазар „ден напред“ в сравнение със средночасовия товар на електроенергийната система е над 70% за последните 12 месеца, което го определя като доминираща пазарна платформа. В рамките на същия период са в сила механизми за компенсация на високите цени на електрическата енергия.

В табл. 1 са представени резултатите от оценката на основните ценови фактори за двете обобщени групи потребители – домакинства и индустрия. Оценката е направена на базата на статистически данни общо за ЕС<sup>6</sup> и за България<sup>7</sup>, като са ползвани данните за 2019 г., която е последната година без силно влияние на външни фактори. Данните за 2019 г. могат да се приемат и като показателни за тенденциите и инструментите при провеждане на политиките за „зелен“ енергиен преход.

---

<sup>5</sup> <https://ibex.bg/за-нас/доклади-monthly-reports/>

<sup>6</sup> [https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-prices-and-costs-europe\\_en](https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-prices-and-costs-europe_en)

<sup>7</sup> <https://www.dker.bg/bg/resheniya/resheniya-za-2022-g.html>

Таблица 1. Ценови параметри по групи при формиране на крайни цени за потребители

Ценови групи		Европа	България	Европа	България
в евро за MWh, за 2019		домакинства		индустрия	
Енергия		67	55	50	65
Мрежи		56	25	20	15
Данъци и такси		95	16	38	11
<b>крайна цена</b>		<b>218</b>	<b>96</b>	<b>108</b>	<b>91</b>
Декомпозиция ценова група данъци и налози					
	ДДС	38	16		
	ВЕИ	29		22	3
	Капацитет	4		2	7
	Околна среда	22		12	
	Ядрена такса				
	Други	7		2	1
		<b>борсова цена</b>		<b>45</b>	<b>48</b>

Източник: собствени резултати от анализ на статистически данни и регулаторни решения

От табл.1 се вижда, че домакинствата у нас практически не участват при формирането на отчисления за подкрепа на „зелени” политики, а участието на индустрията е сравнително малко. По-високите цени на активната електрическа енергия за индустрията у нас отразяват местни фактори, като по-малък пазар и прехвърляне на разходи, които са възникнали вследствие на политики за стимулиране или ограничаване на производители.

Последното е свързано с формиране на цени при производители на електрическа енергия, където има непазарна намеса. Такива са:

- формирането на цена на енергиен източник (основно се прилага по отношение на лигнитни въглища или други, които се добиват и използват на място);
- формирането на гарантирани приходи за възстановяване на инвестициите за нови централи;
- формирането на цена за емисии на парникови газове.

Може да се обобщи, че административната регулация при формиране на ценови компоненти у нас води до ниските цени за битовите потребители (спрямо средното за Европа), но въведените икономически инструменти за стимули и рестрикции се отразяват в повишение на цените за индустрията.



### III. Промени в пазара на електрическа енергия

#### 1. Криза при енергийните доставки

В резултат на комбинация от външни фактори през 2021 и 2022 г. цените на електрическата енергия се покачват значително, като в средата на 2022 г. достигат ръст от 400% спрямо средните цени в предходното десетилетие. За сравнение, по време на финансовата криза от 2008 г. ценовият скок при електрическата енергия е 200% на годишна база.

Първоначално двигателите<sup>8</sup> за ценовия шок от 2021 г. са икономическото възстановяване, нарастващият недостиг на природен газ и високите цени за въглеродни емисии, успоредно с намаленото производство на електроенергия от ядрени и офшорни централи. Войната в Украйна доведе допълнително до ограничаване на доставките на природен газ и остър ръст на цените на електрическата енергия поради тяхната обвързаност.

Кризата с високите цени на електрическата енергия от 2021 – 2022 г., се превърна в двигател на висока инфлация и наложи разработване на набор от мерки за действие и подкрепа за смекчаване на последиците за потребителите и предприятията на равнище ЕС и на държавите членки.

През м. септември 2022 г. Европейската комисия публикува предложение за регламент<sup>9</sup> на Съвета относно спешна намеса за справяне с високите цени на енергията, който се състои от три мерки:

(1) извънредни мерки за намаляване на потреблението на електроенергия, по-специално чрез задължение за намаляване на потреблението на електроенергия по време на пиковите часове; (2) мерки за преразпределяне на свръхприходите в енергийния сектор към крайните потребители чрез временно ограничение на приходите на производители на електроенергия с най-ниски цени (ВЕИ, ядрени и лигнитни централи); (3) временна солидарна вноска от свръхпечалбите от секторите петрол, газ, въглища и рафинерии.

---

<sup>8</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/action-and-measures-energy-prices\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/action-and-measures-energy-prices_en)

<sup>9</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A52022PC0473&from=EN>

Практически предлаганите мерки не засягат пазарния модел и системата от икономически инструменти за стимулиране и рестрикции. Предлаганите мерки разширяват административните методи за управление, като ги насочват към финансовото състояние на групи търговски участници.

Мерките за подкрепа с цел намаляване на разходите за енергия за потребителите, домакинствата и промишлеността имат характер на допустима държавна помощ и са свързани с допълнителни регулации на пазара. Това показва връщане към централизираните пазарни модели.

Сега прилаганата в Европейския съюз пазарна система от обвързани електроенергийни пазари и пазарни взаимоотношения между профилирани търговски участници, прилагащи комплексни правила и инструменти за национална и международна търговия, е плод на дългогодишно нормативно развитие и постепенна пазарна интеграция. Това развитие преминава през въвеждането на четири пакета общоевропейско законодателство за либерализация на пазара и съответните приложения на регулации в националното законодателство.

Изградената комплексна пазарна среда не може да бъде изменена или развита своевременно, за да отговори на текущите кризи. От друга страна, предприеманите действия от правителствата отдалечават търговската среда от понятията за „свободен пазар“, защото формирането на крайните цени не се определя от търсене и предлагане, а все повече от административните мерки за преразпределение.

## 2. Национални практики в условията на криза

Правителствените мерки за компенсации на високите енергийни цени у нас преминават през няколко етапа, като са финансирани основно от дружествата от Групата за производство на електроенергия в рамките на БЕХ ЕАД.

Във връзка с рязкото покачване на цените на електроенергията на борсовите пазари в Европейския съюз от октомври 2021 г. българското правителство чрез Министерството на енергетиката започва да прилага мерки за компенсации на крайните потребители на електрическа енергия на свободен пазар. Целта е да се облекчат небитовите крайни потребители на електроенергия в България, като се намалят разходите им за електроенергия в месеците с най-високо потребление и най-високи

текущи цени. Мярката отчита, че поради наличие на регулиран пазар, който обхваща практически всички битови потребители, те са защитени от ценовия ръст.

Първият вариант на мярката за компенсации на небитовите крайни клиенти на електрическа енергия включва изплащане на помощ от 110 лв. за МВтч. Финансовият източник за този първи етап на компенсация са приходите във фонда „Сигурност на електроенергийната система“, държавният бюджет и дарението от АЕЦ Козлодуй. Преди това е изисквано предварително изплащане на дивиденди.

Механизмът за получаване на помощта е чрез приспадане на съответната сума от месечната сметка за електрическа енергия при всеки клиент. По правителствената програмата за компенсиране на крайните небитови потребители на електроенергия, които са на свободния пазар, не се предвижда процедура за кандидатстване. За да се случи това, Министерството на енергетиката сключва договори с търговци на електрическа енергия, доставчици от последна инстанция, производители, които продават директно на крайни небитови клиенти, както и с оператора на организирания борсов пазар на електроенергия. Видно е, че държавната администрация е включена в процеса с нехарактерна функция, но благодарение на това програмата е задействана в началния етап.

На този етап мярката е консултирана с Главна дирекция „Конкурентоспособност“ на ЕК, която счита, че мярката е неизбирателна и следователно не представлява държавна помощ.

В последствие програмата е удължена с действие до края на март 2022 г. като компенсациите за бизнеса за м. декември 2021 г. се изчисляват като 75% от разликата между базовата цена 185.59 лв./МВтч и реалната средномесечна борсова цена на сегмента „ден напред“ на БНЕБ за съответния месец, но не повече от 30% от реалната борсова цена за м. юли 2021 г. Този път мярката включва и подпомагане на мрежовите оператори за технологичните им разходи (м. юли 2021 – м. март 2022 г.) на базата на реален разход над признатия от КЕВР, така и потребителите на природен газ на регулирания пазар и за мрежовите оператори, както и докомпенсиране на ВиК операторите. Разработени са и програми на МОН за компенсация на студенти – фиксирана сума на студент, подкрепа за разходи за електрическа енергия – на базата на реален разход на общезития до регулиран пазар.

Мярката е удължена до края на юни 2022 г. с оглед плановете за приемане на нов Държавен бюджет, а основната функция по разплащане вече се поема от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Размерът на компенсацията варира в зависимост от постигнатата базова средномесечна борсова цена на сегмента „ден напред“ на БНЕБ за съответния месец.

С актуализацията на бюджета 47-ото Народно събрание въвежда база за изчисляване на компенсацията в размер на 250 лв. за МВтч. Разликата между тази цена и средната цена на електроенергията на БНЕБ (средномесечна цена на сегмент „ден напред“) се покрива със средствата от фонд СЕС. С промени в Закона за енергетиката всички държавни предприятия, които произвеждат електроенергия, внасят целеви вноски във фонда, с които да бъдат финансирани тези дейности. Размерът на вноските се определя от Министерския съвет по предложение на министъра на енергетиката.

На 11.11.2022 г. е публикувано решение на Народното събрание, съгласно което всички потребители на свободния пазар да получават компенсация за цените на електроенергия над 200 лв. за МВтч (база за изчисляване на компенсацията), като подкрепата следва да продължи до 31.12.2023 г. Направен е опит за диференциация на компенсациите по типове потребители и в зависимост от постигнатите показатели за енергийна ефективност, но окончателното решение на Народното събрание продължава практиката за компенсиране на всички потребители на свободния пазар.

### 3. Предложения за промени в пазара на електрическа енергия

В обобщение на анализа на реакцията на пазара на електрическа енергия под въздействие на външни фактори в условията на кризи може да се посочи, че не беше допуснато пълното прехвърляне на повишението на борсовите цени към крайните цени както у нас, така и средно за Европа, но наблюдаваното повишение е чувствително, още повече че е съпроводено с ускорена инфлация. Инструментите, които са използвани в разглеждания период за борба с високите цени, са изцяло на национално ниво и основно включват мерки по отношение на третата група ценови фактори – намаление на данъци и такси. Предприети са и действия за осигуряване на преки компенсации за крайни потребители, които в повечето случаи в Европа са насочени към домакинствата, но у нас изцяло са насочени към стопанските потребители.

В условията на енергийна и ценова криза най-бързо са задействани административните инструменти за регулация, като се прилагат масово мерки за ограничаване на данъци и такси. Като следваща стъпка, но отново в рамките на административните инструменти за управление, са приложени мерки за преразпределение и компенсации. И новите планирани мерки имат белезите на административна намеса при прилагането на ценови тавани или допълнително облагане на печалбите.

Поради по-слабо развития свободен пазар у нас предприетите административни мерки за ограничаване влиянието на високите цени на електрическата енергия имат по-висока ефективност, което се потвърждава от междинните икономически данни на НСИ за ръст на БВП, ръст на промишленото производство, намаление на коефициента на безработица, както и от положителни фирмени отчети с ръст на печалбите.

Поради изчерпване на потенциала за противодействие на високите цени с досегашните мерки за административна ценова регулация страните членки настояват Европейската комисия да предложи по-мащабни механизми за контрол на цените, включително чрез промяна в пазарния модел. Например исканията на страни от ЕС, като Испания и Франция, са насочени към радикална промяна, за да отделият цените на електроенергията от пазара на газ на едро. Така в рамките на ЕС са предизвикани дебати по същността на пазарния модел, което довежда до разработване на предложения за реформиране на модела на базата на анализ на ползите и недостатъците на конкретните национални извънредни краткосрочни мерки за намаляване на скоковете в цените.

Като основна слабост на текущия пазарен модел се посочва допуснатата възможност ограничените доставки на един енергиен източник да се превърнат в двигател на мащабен ценови шок за всички потребители в Европа. Но тази криза позволи да се направи изводът, че приетият пазарен модел не стимулира успешно инвестициите в нови мощности.

На 23 януари 2023 г. отворена публична консултация<sup>10</sup> от Комисията, в рамките на която са посочени варианти за преразглеждане на начина, по който

---

<sup>10</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_23\\_324](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_324)

електроцентралите продават електроенергия, като част от пазарната реформа, а на 14 март е представено предложението<sup>11</sup> на ЕК. То е насочено към осигуряване на предимства за ниско емисионните технологии чрез дългосрочни договори за изкупуване, а класическите технологии да бъдат оставени в пазарна конкуренция на краткосрочните пазари. За технологиите, използващи изкопаеми горива, продължава да се увеличава тежестта от задължително закупуване на квоти за емисии.

Предложението на ЕС има за цел да разшири използването в Съюза на дългосрочни договори, които предоставят на електроцентралите фиксирана цена за тяхната електроенергия – „договори за разлика“ (ДЗР) и споразумения за закупуване на електроенергия (СЗЕ). Очаква се разширяването на тези видове договори да създаде буфер между потребителите на енергия и нестабилните цени на краткосрочните енергийни пазари, което ще доведе до по-стабилни сметки за енергия за домакинствата и компаниите. Това може да стане чрез повече обществени търгове за възобновяема енергия, които включват СЗЕ, или обезпечени от държавата кредитни гаранции за компаниите да подписват СЗЕ.

Създават се предпоставки ЕС да стимулира подписването на ДЗР или чрез въвеждане на специфични правила за ДЗР или чрез делегиране на права на националните правителства да решат как да ги прилагат. Предвижда се ДЗР да са приложими основно за вятърни, слънчеви, геотермални, водноенергийни, но и за ядрени проекти.

Предложенията са насочени и към стимулиране на гъвкавостта, включително задължение за страните от ЕС да определят в своите актуализирани национални енергийни и климатични планове индикативна национална цел за отговор от страна на търсенето (*demand response*) и за съхранение. На ниво мрежа от системните оператори следва да съдействат за интегрирането на възобновяеми енергийни източници чрез увеличаване на прозрачността около наличието на капацитет за свързване на мрежата, за да помогнат на разработчиците да знаят къде да изграждат проекти. Проектът също така прилага мерки, които могат да бъдат въведени за намаляване на търсенето в пиковите часове.

---

<sup>11</sup> [https://energy.ec.europa.eu/publications/electricity-market-reform-consumers-and-annex\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/electricity-market-reform-consumers-and-annex_en)

Друга част от реформата е свързана с домакинствата, с малките и средните предприятия, като са развити възможностите за увеличаване на способността им да бъдат активни играчи на пазара на електроенергия, както и да се споделя енергията в рамките на общностите и да се увеличава достъпът до по-дългосрочни и стабилни договори. Проектът също така въвежда мерки за осигуряване на достъпна енергия по време на криза, например когато цените на едро са значително над средните за пет години или когато има рязко увеличение на цените на дребно. В тези случаи страните от ЕС могат да „прилагат публична намеса при определяне на цените за доставка на електроенергия“. Държавите от ЕС могат също така да определят цената на електроенергията за домакинствата по-ниска от тази, на която се доставя, стига тя да е 80% от средното потребление на домакинствата, за да се стимулира намаляването на търсенето.

#### IV. Пътища за осигуряване на конкурентна икономическа среда у нас

##### 1. Прогнози и средносрочни планове за развитие в сектор „Електроенергетика“

Икономическите<sup>12 13</sup> прогнози показват умерен оптимизъм за постепенен ръст за тази (0,8%) и следващата (1,4%) година в Евророната. Ключов фактор за подобряването на активността и настроенята в началото на 2023 г. е скорошният спад на цените на енергията и храните. Въпреки че нивата са все още сравнително високи в сравнение с предвоенните, това повишава покупателната способност за повечето фирми и домакинства и помага за намаляване на общата инфлация.

Все пак се отчита, че спадът в цените на енергията отчасти отразява въздействието на меките зимни температури в Европа, което помага да се запазят нивата на нагнетен в хранилицата газ, както и по-ниското потребление на енергия в много страни.

Нарастването на производството и потреблението в ЕС ще предизвика по-голямо търсене на енергийни ресурси, но запазването на ценовите нива на петрола и особено на природния газ близко до настоящите нива дава основание да се прогнозира

---

<sup>12</sup> <https://www.oecd.org/economic-outlook/march-2023/>

<sup>13</sup> <https://www.europeansources.info/record/european-economic-forecast-winter-2023/>

цена на електрическата енергия през тази и следващата година, която е под тавана от 180 евро за МВтч, над който се счита, че производителите генерират свръхпечалби. В средносрочен хоризонт политиките на ЕС за увеличаване на ролята на ВЕИ, трансграничната свързаност и „упълномоощаване” на потребителите ще водят до засилване ролята на платформите за балансиране на *ENTSO-E*, с възможностите за активиране на балансиращи мощности от континентална Европа в периоди на недостиг в страната, както и ролята на енергийните общности за осигуряване на прогнозируеми цени.

У нас средносрочните допускания за изменение на доминиращи ценови фактори, които се прилагат при развитие на сценарии в рамките<sup>14</sup> на работата на Комисията за енергиен преход към Консултативния съвет за Европейската зелена сделка, включват набор от чувствителни фактори, съчетаващи потреблението, цените на суровините, технологичните разходи, структурата на инсталираната мощност. В средносрочен план е изключено влиянието на кризисните фактори, а възможността за недостиг на производствени мощности у нас се компенсира чрез внос. По този начин развитите сценарии отразяват идеализирана пазарна среда, в която пазарната конкуренция определя текущите цени на електрическата енергия, а прогнозите за предпочитани нови мощности (и съответен производствен микс) се обосновават на базата на изгладените разходи за електрическа енергия (*LCOE*) и на текущите разходи на отделни типове производствени мощности себестойност на произведената електроенергия. При това се отчита високата чувствителност на моделите към цените на квотите за емисии, както и допусканията за наличие на подходяща мрежова инфраструктура.

Стратегическото планиране и моделиране са важни инструменти за обосноваване на политически решения и за финансиране развитието на мрежовата инфраструктура, но не решават въпросите за устойчивост на пазарните условия при планиране на частни инвестиции или бизнес планове на индустриални потребители.

---

<sup>14</sup> [https://saveti.government.bg/web/cc\\_2002/1](https://saveti.government.bg/web/cc_2002/1)



Наличието на периоди, в които цената на електрическата енергия, постигната от производител на пазара (*capture price*), се отличава от средната цена на пазара на едро, определя волатилния характер на краткосрочните пазари.

При тези условия следва да се очаква пряко прехвърляне на разходи за развитие на мрежовата инфраструктура към крайните потребители чрез мрежовите такси. Инвестициите в нови генериращи мощности ще търсят прехвърляне на разходи основно чрез инструментите на договори за разлика и споразумения за закупуване на електроенергия, както е посочено по-горе.

Подходът за постигане на ценова прогнозируемост на ниво потребител ще зависи от възможностите за комбиниране на дългосрочни условия на доставка и балансиране чрез участие на краткосрочните пазари.

## 2. Структура на потреблението у нас

Брутното вътрешно електропотребление през 2021<sup>15</sup> г. е в размер на 39 ТВтч, а производството на електрическа енергия от ВЕИ покрива 19% от брутното вътрешно потребление на електрическа енергия в страната.

Крайното потребление на електрическа енергия в страната през 2021 г. възлиза на 32 ТВтч, в т.ч. небитови клиенти – 20 ТВтч. Общият брой клиенти<sup>16</sup>, 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, с потребление, възлизащо на 12.1 ТВтч, а общият брой клиенти на свободен пазар, включително с доставчик ДПИ, е 610 464. Малка част като брой са клиентите, присъединени към мрежата „високо напрежение“, но те имат висок дял при консумацията на електрическа енергия (около 9 ТВтч) и определят националните нужди от базов товар.

Най-голям дял в крайното енергийно потребление на електрическа енергия за 2021<sup>17</sup> имат домакинствата (1 027.8 ктне), следван от дела на индустриалния сектор

---

<sup>15</sup> [https://www.me.government.bg/uploads/manager/source/VOP/buletin\\_systoqnie\\_energetika/Buletin\\_Energy-Finish-20.06.2022.pdf](https://www.me.government.bg/uploads/manager/source/VOP/buletin_systoqnie_energetika/Buletin_Energy-Finish-20.06.2022.pdf)

<sup>16</sup> <https://www.dker.bg/bg/za-kevr/dokladi-do-ek.html>

<sup>17</sup> <https://www.nsi.bg/bg/content/4196/общ-енергиен-баланс>

(833.5 ктне) и услугите (735.6 ктне). В дългосрочен план, след 2035 г., очакванията за увеличаване на потреблението на електрическа енергия се свързват с новите дейности – зареждане на електромобили и производство на водород. Спорен остава въпросът за ефекта от електрификацията в индустрията – от една страна, се отбелязва засилен интерес за осигуряване на собствено производство на електрическа енергия, от друга - възможностите за електрификация на индустриалните процеси са ограничени и зависят от наличието на ниски цени на електрическата енергия.

Както се отбелязва в плана<sup>18</sup> на ЕСО за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2023 - 2032 г., провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии създават микс от фактори, влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. Това затруднява в значителна степен определянето на корелационните зависимости и прогнозиране. На практика през последните години не се наблюдават ясно определени тенденции в брутното електропотребление. Прогнозата за развитие на брутното електропотребление в страната варира в най-тесните граници между минималната прогноза от 2020 г. и минималната прогноза от 2022 г., а максималните прогнози от всички години са далеч от реализацията и проектния им тренд. Така прогнозният диапазон на изменение на електропотреблението в страната без помпи до 2031 г. варира между 38 и 39 ТВтч.

Важен фактор при планиране на електроенергийния баланс на страната е отчитането на изменението на пиковото потребление на електроенергия, при което сектор „Сгради“ има основна роля, особено в резултат от рязко застудяване през зимата.

Вижда се, че прогнозирането на крайното потребление на електрическа енергия в страната зависи както от широкия достъп до нови технологии, така и от осигуряване на предвидима пазарна среда за инвестиции и дългосрочна ценова устойчивост за електрическата енергия.

---

<sup>18</sup> <https://www.eso.bg/doc?messages=530>

### 3. Възможности за оптимизация на доставките за ключови групи потребители

В условията на интегриран регионален пазар на електрическа енергия и висока степен на синергия на пазарните цени в Европа следва да се предложат решения на два основни национални проблема:

- избор на оптимална инвестиционна стратегия, която да осигури производство на електрическа енергия у нас в следващите десетилетия

и

- въвеждане на пазарни механизми, които подкрепят индустриалното развитие у нас.

Въпреки задължителните рамки на европейското законодателство в областта на конкуренцията и опазването на околната среда изборът на енергиен микс остава национален приоритет. Тази свобода на действие поражда значими предизвикателства за България, свързани с настояването за запазване на производството от въглища и с опитите за насочване на инвестиционния интерес към големи ядрени и хидроенергийни проекти. Същевременно не успяваме да намерим баланса между политиките за ниски енергийни цени за домакинствата и необходимата подкрепа за индустрията.

Изостават националните програми за научно-развойна дейност при усвояване на нови енергийни технологии, което ограничава участието на наши предприятия във веригите на доставки и включване в процесите на усвояване на технологии за електромобилност и зелен водород.

Програмите на ЕС за подпомагане на енергийния преход, стремежът към намаляване на енергийната зависимост от внос, политиките за скъсяване на веригите на доставки и предложенията за развитие на пазара на електрическа енергия дават възможности за стратегическо планиране и реализация на национални цели, водещи към успешно индустриално развитие.

#### 3.1. Препоръчителни подходи за прехвърляне на инвестиционни разходи към крайните потребители

В последните две десетилетия инвестиционните разходи за реализация на нови енергийни проекти са прехвърлени основно на потребителите на свободния пазар, включително и чрез реализация на износ. Въпреки това в държавните енергийни

дружества е натрупан значителен тарифен дефицит, а ниските цени на електрическата енергия за бита не насърчават широкото прилагане на мерки за енергийна ефективност.

В резултат националните енергийни дружества имат ограничен потенциал за реализация на нови инвестиции, а частните инвеститори се насочват към проекти, за които има осигурена държавна помощ.

Пълноценното използване на европейски финансови ресурси за развитие на националната енергийна инфраструктура е ключова стъпка при планирането на нови инвестиционни проекти. Необходимостта от осигуряване на национално съфинансиране налага приоритетно насочване към проекти за развитие на базова инфраструктура и ограничаване на инициативи, които ангажират значителен финансов ресурс, но не решават национални потребности.

Постигането на необходимия баланс за равномерно прехвърляне на инвестиционни разходи към крайните потребители налага прилагането на по-адекватна политика при ценообразуване на енергийните продукти и услуги за битовите потребители в процеса на планиране на либерализацията на пазара в средносрочен план.

При развитието на националната енергийна инфраструктура следва да се прилага принципът на технологична неутралност, а оказването на подкрепа за инвеститорите трябва да се ограничава до осигуряване на прозрачна и предвидима пазара среда и ограничаване на административните тежести в процеса на планиране и реализация на инвестициите.

### 3.2. Препоръчителни подходи за осигуряване на достъп до дългосрочни продукти на клиенти на националния пазар

Националното законодателство следва да предлага възможности на потребителите да формират адекватен комплекс от договори, които осигуряващи специфичните им нужди:

- За потребители с висок дял на постоянно потребление следва да се дава възможност за пряк достъп до потребители на базова електрическа енергия, какъвто е АЕЦ Козлодуй. Това може да се постигне чрез търгове за „търсене“, обявявано от браншови клъстери на платформата на БНЕБ за двустранни договори.

- Възможностите за ценово оптимизиране при стопански потребители с неравномерно седмично/денонощно натоварване следва да се търсят чрез консолидиране на групови доставки и контрол на потреблението в рамките на прогнозни товарови профили.

- Домакинствата и малките стопански потребители имат ограничени възможности за управление на доставките. Поради това следва да се насърчава отговорно търговско поведение при доставчиците – редовно публикуване на общодостъпна информация за поддържано портфолио от собствени източници, базови доставки чрез двустранни договори и дял на доставките, осигурявани от краткосрочните пазари.

Все по-широко приложение намират подходите за осигуряване на енергия за собствени нужди от локални инсталации. Тези подходи обхващат инсталации за собствени нужди на един обект, инсталации за нуждите на енергийна общност, както и инсталации за нуждите на индустриални зони.

Приложимата нормативна уредба трябва да улеснява изграждането на инсталации за собствени нужди, обмена на енергия на местно ниво, както и ползването на енергия от източник, в който потребителите са инвеститори.

### 3.3. Препоръчителни подходи за формиране на целеви политики

Либерализацията на електроенергийния пазар не може да се прилага самоцелно, а следва да изпълнява базовите цели – осигуряване на възможности за конкурентен избор и постигане на по-добри цени за крайните потребители. У нас готовността за постигане на тези цели е ниска поради високия дял на уязвимите домакинства и поради ограничените възможности на мрежовата инфраструктура за предлагане на нови услуги на клиентите на свободния пазар.

Провеждането на целеви политики е особено наложително по отношение на групата на енергийно уязвимите потребители. Необходимо е да се посочи, че досегашните програми за подпомагане на домакинствата имат твърде ограничен резултат по отношение на проблема с високия процент на уязвими потребители у нас. Освен липсата на дефиниция за енергийно бедни домакинства препятствие за ефективно подпомагане на целеви групи често са и условията за кандидатстване по програмите за безвъзмездни средства, които изискват начално самофинансиране, както

и дигитални умения. Това прави текущите програми подходящи за по-заможни домакинства, а е препоръчително те да бъдат ориентирани към уязвимите групи.

Пълноценното въвеждане на новите технологии изисква управление на данни и изграждане на умения при потребителите. Преминаването към работа в „смайт“ среда – наситена с дигитален обмен на данни, използване на ВЕИ технологии, батерии, електромобилност и други, все още е свързано с високи инвестиции и преодоляване на препятствия при достъп до техническата инфраструктура. За преодоляване на тези препятствия е препоръчително развитието на концепциите за енергийни общности, в рамките на които да се прилагат общи решения с гарантиран срок на възстановяване на инвестициите.

Решаването на проблемите на уязвимите домакинства и изграждането на устойчиви енергийни общности може да става само с участието на водеща иницираща страна, каквито биха могли да бъдат общините, както и с получаването на целева подкрепа.

Следва да се отчита, че редица бюджетни енергийни потребители, които са клиенти на свободния пазар, срещат затруднения при балансиране на бюджетите си, особено при висока волатилност на енергийните цени. Приложението на Закона за обществените поръчки следва да позволява по-гъвкави процедури за избор на доставчици, както и за групиране на заявките.

По отношение на стопанските потребители следва да се използват дадените възможности за подпомагане на микро- и малките предприятия, включително и чрез достъп до доставки на регулирани цени. За индустриални обекти с висок енергиен разход в крайната цена на продукцията трябва да се предвидят механизми за защита при възникване на бързо повишение на енергийните цени.

Необходима е и целенасочена политика за подпомагане на нововъзникващи предприятия в областта на новите технологии за производство и управление на енергия. Тази политика следва да се провежда чрез целеви програми или облекчени административни процедури при начален етап на възникване.

/п/

**Зорница Русинова**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ НА ИКОНОМИЧЕСКИ И СОЦИАЛЕН СЪВЕТ**