

**ПАЗАРНИ МОДЕЛИ ЗА ДЪЛГОСРОЧНО ПРЕДЛАГАНЕ НА  
НИСКОЕМИСИОННА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И КОМПЕНСАТОРНИ МЕХАНИЗМИ В ЕС**

### **1. Франция**

В страната се прилага т.нар. механизъм ARENH (Accès Régulé à l'électricité nucléaire historique, регулиран достъп до ядрена енергия от съществуващи мощности). Този механизъм представлява регулиран достъп до електроенергия от исторически съществуващи ядрени мощности. Действа от юли 2011 г., като прилагането му ще приключи през 2025 г. Целта на механизма е да позволи на доставчиците, появили се след либерализацията във Франция, да имат достъп до ядрена енергия при същите икономически условия, каквито има и историческият доставчик EdF, който същевременно е и оператор на всички ядрени централи във Франция.

Определено количество енергия (100 TWh,  $\frac{1}{4}$  от ядреното електропроизводство на Франция) е достъпно на регулирана цена от 42 EUR/MWh. Всеки алтернативен доставчик заявява в Комисията за енергийно регулиране количествата, които иска да закупи по този механизъм. **Индустриален потребител на електроенергия може да направи подобна заявка чрез посредничеството на доставчик.** Ако заявките надвишат определения таван, те се удовлетворяват частично на пропорционален принцип. Количествата могат да бъдат заявени за шестмесечна или годишна доставка.

В договорите за доставка на електроенергия на предприятията може да има клауза, обозначаваща какъв дял от закупената електроенергия ще бъде доставена по ARENH (може да достигне до 60%-80% в зависимост от профила на потребление).

Обмисля се таванът да се повиши на 200 TWh, тъй като от 2019 г. насам заявените количества надвишават предвидените 100 TWh.

За периода 1 април – 31 декември 2022 г. към тавана от 100 TWh се добавят още 20 TWh на цена от 46,20 EUR/MWh. Може да се очаква осигуряване на допълнителни количества, веднага щом повечето от 18-те реактора, които към момента са в принудителен престой, бъдат върнати обратно в експлоатация.

### **2. Испания**

С кралски декрет 17/2021 от 14 септември 2021 г. в Испания се въвежда нов механизъм за дългосрочно предлагане на електроенергия за вътрешния пазар от доминиращите доставчици, на които са разпределени конкретни задължителни квоти за предлагане на електрическа енергия. Към момента информацията е, че това **предлагане ще бъде само за вътрешния испански пазар.**

Организирането на тези търгове, които са с период на доставка по-дълъг от една година, е следното:

- **Минимално количество:** базов товар в размер на минимум 25% от най-ниското производство през последните 10 години от беземисионни диспечирувани източници, попадали под пределната цена (emission-free manageable inframarginal). За 2021 г. е определен на 15,8 TWh.
- **Предлагането трябва да е от страна на основните доставчици** (доминиращи доставчици, съгласно дефиницията в испанското законодателство). Квотите са: група „Ендеса“ – 6,7 TWh, група „Ибердрола“ – 7,3 TWh, група Naturgy – 1,4 TWh, група EDP – 0,4 TWh. Количеството е 6,4% от общото производство на Испания за 2021 г. по данни на ENTSO-E.
- **Могат да участват търговци, имащи крайни клиенти-потребители, крайни потребители или техни представители.**

В допълнение на този механизъм, като временна мярка до 31 март 2022 г., се прилага изземване на свръхприходи от нискоемисионните производители, като нужните средства се определят по

конкретна формула в зависимост от цените на въглеродните емисии и природния газ. Средствата се превеждат от електроцентралите на тримесечна база на системния оператор. От регулацията са обхванати всички ЯЕЦ и ВЕИ с мощност над 10 MW, които са разположени в континенталната част на Испания. Няма да се изземват средства, ако средномесечната цена на природния газ падне под 20 EUR/MWh.

Тази мярка е описана, защото в нея се съдържа логиката, че когато ценообразуването се движи от електроцентрали, чиито производствени разходи са по-високи поради високи цени на емисиите и горивата, то централите, при които липсват такива разходи, получават от пазара повече, отколкото биха получили, ако маргиналната централа използваше беземисионна технология.

Подобна логика е възприета и в Румъния.

### **3. Румъния**

До 31 март 2022 г. в Румъния се прилага таван на общите разходи за енергия на битовите потребители и малките и средните предприятия. Средствата за компенсиране на доставчиците се набират чрез облагане със ставка от 80% на приходите на електроцентралите над 450 леи/MWh (ок. 90 EUR/MWh). Средствата постъпват в специална бюджетна сметка. Облагат се **само нисковъглеродните източници**: ВЕИ и ЯЕЦ. Облагането не важи за газови и въглищни централи и когенерации.

В този случай се прилага сходен модел на използвания от испанското правителство.

В Румъния, освен това, се наблюдава и изключително развит пазар на двустранни договори. За отбелязване е, че доскоро там действаше разпоредба, подобна на тази, описана в чл. 100, ал. 4 от ЗЕ. Понастоящем задължителното сключване на сделките на платформата на OPCOM е отменено, с изключение на задължителната продажба на поне 40% от произведената от държавните предприятия електроенергия, което цели осигуряване на ликвидността на организирания борсов пазар.

От представените подходи могат да бъдат обобщени **три основни черти**:

- Създадени са задължения за предлагане на определени количества електроенергия от доминиращите пазарни участници (и трите случая);
- Фокусът пада върху нискоемисионните електропроизводствени технологии – ядрена енергия и ВЕИ (и трите случая);
- Разработени са дългосрочни базови продукти от нискоемисионна електроенергия за **крайните потребители** (Франция и Испания).

### **4. Италия**

През м. януари в Италия бяха приети нови мерки за защита на небитовите потребители:

- за първото тримесечие на 2022 г. се премахват мрежовите такси за всички потребители с инсталирана мощност над 16,5 kW, присъединени на средно и високо напрежение, уличното осветление и публичните зарядни станции за електромобили;
- предвижда се данъчен кредит за енергоинтензивните предприятия – ако разходите за електроенергия за последното тримесечие на 2021 г. са с поне 30% по-високи от разходите за електроенергия за последното тримесечие на 2019 г., се получава данъчен кредит в размер на 20% от разходите за енергия през първото тримесечие на 2022 г.

## РАЗМЕР НА ПАЗАРНИТЕ СЕГМЕНТИ НА БНЕБ

Съгласно месечните отчети на БНЕБ ЕАД<sup>1</sup>, през 2021 г. на различните пазарни сегменти са реализирани следните количества електроенергия:

- Пазарен сегмент „ден-напред“: 25 305 GWh;
- Пазарен сегмент „в рамките на деня“: 1278 GWh;
- Доставени количества на централизирания пазар по двустранни договори: 5788 GWh.

От тези данни може да се заключи, че дялът на краткосрочните сделки на свободния пазар в България през 2021 г. е 84%, от които 80 п.п. се дължат на пазарния сегмент „ден напред“. По този начин всички пазарни участници имат висока експозиция в случай на ценова нестабилност, която ще засегне различно различните категории участници в зависимост от посоката на колебанията.

За сравнение в Румъния дялът на търговията през централизирания пазар на двустранни договори е 65,6% за 2020 г. и 67,2% за първото полугодие на 2021 г. съгласно данни на румънския регулатор<sup>2</sup>. Съответните дялове на пазарния сегмент „ден-напред“ са съответно 33,6% и 31,5% =

На този фон, групата на БЕХ ЕАД остава основният доставчик на електроенергия за пазара у нас. След съпоставяне на данни от БНЕБ, КЕВР, АУЕР и ENTSO-E може да се оцени, че генериращите мощности на БЕХ ЕАД са реализирали през 2021 г. на сегментите на БНЕБ около 17 820 GWh (56% от целия свободен пазар), от които: 12 442 GWh от АЕЦ „Козлодуй“, 1416 GWh от ВЕЦ на НЕК и 3961 GWh от ТЕЦ „Марица-изток 2“. Като се вземат предвид количествата от ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“, които НЕК реализира на свободния пазар (около 4530 GWh), то дялът на БЕХ ЕАД от страна на предлагането нараства на 70%.

От тази енергия 4378,4 GWh са реализирани на централизирания пазар на двустранни договори с дата на доставка през календарната 2021 г. От тях 1315,2 GWh са от АЕЦ „Козлодуй“, 886,6 GWh – от НЕК и 2176,6 GWh – от ТЕЦ „Марица-изток 2“. Всички продукти са краткосрочни от гледна точка на пазара – успешно са приключили общо 25 търга за седмична доставка, 12 търга за месечна доставка (само един от АЕЦ „Козлодуй“) и 6 търга за тримесечна доставка (2 от АЕЦ „Козлодуй“). Няма нито един търг за шестмесечна или годишна доставка, което показва ясни афинитет на производителите да реализират енергията си на краткосрочните сегменти.

Това се осъществява на фона на изтичането на задълженията на БЕХ ЕАД за осигуряване на задължителна ликвидност на пазарния сегмент „ден-напред“, което позволява по-гъвкаво предлагане измежду сегментите, и помесечно определени квоти за производителите от страна на КЕВР. Последното позволява да се съобразят възможностите за реализиране на енергията на различните пазарни сегменти. С оглед и на доминиращата позиция на производителите от групата на БЕХ ЕАД на пазара, уверено може да се твърди, че тяхното поведение влияе в значителна степен на пазарната динамика и търговските взаимоотношения.

<sup>1</sup> <https://ibex.bg/%d0%b7%d0%b0-%d0%bd%d0%b0%d1%81/%d0%b4%d0%be%d0%ba%d0%bb%d0%b0%d0%b4%d0%b8-monthly-reports/>

<sup>2</sup> <https://www.anre.ro/en/electric-energy/reports-companies/electricity-market-monitoring-results>