

ТЪМНИТЕ СПРЕДОВЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ ПАЗАР В БЪЛГАРИЯ КАТО ПОКАЗАТЕЛ ЗА ДЕЙСТВИТЕЛНИТЕ ПАЗАРНИ ПОЗИЦИИ НА ТЕЦ НА ЛИГНИТНИ ВЪГЛИЩА

Ивайло Найденов

DARK SPREADS ON THE BULGARIAN POWER MARKET AS AN INDICATOR FOR LIGNITE-FIRED TPPS' REAL MARKET POSITION

Ivaylo Naydenov

The lignite-fired power plants are a major contributor to Bulgaria's electricity generation. Moreover, they are the only power generators that utilize a local energy source, barring nuclear fuel – the low-quality lignite from “Maritsa-iztok” open pit mines. The present paper examines the dark spreads and the clean dark spreads on the regulated and free market segments of the Bulgarian power system's three major lignite-fired power plants and uses them as a metric to assess the power plants' real market position. This analysis gains importance with the increasing CO₂ prices as a means to investigate lignite-fired power plants' competitiveness. To the extent of the author's knowledge, this is first-of-a-kind public analysis on the matter in Bulgaria.

Искров, тъмен и кварков спред

Искровият спред (spark spread) се дефинира като теоретичния брутен марж между пазарната цена на електроенергията, произведена от газова ТЕЦ, и горивните разходи, приведени към единица произведена електроенергия. Всички останали разходи (капиталови, експлоатационни, финансови и др.), както и печалбата, следва да се покрият от този спред. Спредът характеризира пазарната позиция на конкретната електроцентрала, най-вече конкурентоспособността ѝ, спрямо ценовите равнища на електроенергията и горивата [38,39,41,46].

Аналогично на искровия спред са дефинирани и тъмен спред (dark spread) за въглищни ТЕЦ и кварков спред (quark spread) за ЯЕЦ. Наименованията на тези показатели са жаргонни, тъй като са дефинирани за пръв път от търговци на електрическа енергия. С навлизането на търговията с емисии на парникови газове са дефинирани и т. нар. чист искров спред (clean spark spread) и чист тъмен спред (clean dark spread), които показват какъв е маржът, от който следва да се покрият останалите разходи на ТЕЦ

и да се генерира печалба след заплащането на горивото и емисиите [43-45].
Тъмният спред се определя като [37,38,42,43,46]:

$$DS = P_E \frac{P_S}{U} \text{ лв. / MWh} \quad (1)$$

където: P_E – цена на активната електрическа енергия, лв./MWh, P_C – цена на въглищата, лв./t натурално гориво; η_u – брутен термодинамичен к.п.д. на електроцентралата.

Чистият тъмен спред, съответно, е:

$$CDS = P_E \frac{P_C}{U} P_{CO_2} EF, \text{ лв. / MWh} \quad (2)$$

където: P_{CO_2} – цена на разрешителните за емисии въглероден диоксид, лв./t_{CO2}, EF – емисионен фактор на електроцентралата, t_{CO2}/MWh.

Когато е известен специфичният раход на натурално гориво, зависимости (1) и (2) могат да се запишат като:

$$DS = P_E P_C b, \text{ лв. / MWh} \quad (3)$$

$$CDS = P_E P_C b P_{CO_2} EF, \text{ лв. / MWh} \quad (4)$$

където: b – специфичен разход на натурално гориво, t/MWh.

В случаите, когато въглищата са вносни или се транспортират на големи разстояния, в цената им следва да се включат и транспортните разходи за горивото [42]. За въглищата от басейна „Марица-изток“ тези разходи могат да бъдат пренебрегнати, тъй като доставката се извършва в непосредствена близост до рудниците.

Цели и постановка на задачата

Настоящият доклад цели да анализира изменението на действителната пазарна позиция на топлоелектрическите централи в електроенергийната система на България за периода 01.2016 – 06.2021 г.

Фокусът пада върху кондензационните централи от басейна „Марица-изток“. Другите две големи кондензационни централи в българската електроенергийна система, изгарящи органични горива – ТЕЦ „Бобов дол“ и ТЕЦ „Варна“, не са разглеждани поради следните причини:

1. За разглеждания период ТЕЦ „Бобов дол“ използва различни по вид и топлотворна способност горива (виж напр. [28]), като няма налични достатъчно обществено достъпни данни за достоверно определяне на разхода на гориво и цената му, приведена на тон натурално гориво. След като горивните разходи не могат да бъдат достоверно определени, пре-

смятането на тъмния спред става безпредметно;

2. В значителна част от разглеждания период ТЕЦ „Варна“ не работи, като три енергийни блока са изведени от експлоатация [10], а горивната база е подменена от вносни антрацитни въглища на природен газ [14]. Липсват и обществено достъпни данни, позволяващи понастоящем да се определи разходът на гориво.

Останалите ТЕЦ в страната, изгарящи въглища и други органични горива, са заводски и топлофикационни електроцентрали, при които методът на спредовете не би дал цялостна информация за конкурентната позиция, тъй като не отчита продажбите на топлинна енергия по регулирани цени.

Изчисляването на тъмния спред и чистия тъмен спред ще позволи да се определи относителната моментна конкурентоспособност на съответните електроцентрали и ще позволи да се определи пряко ефектът на нарастващите разходи за въглеродни емисии върху пазарните им позиции. По този начин ще се допълнят предходни анализи на конкурентоспособността на ТЕЦ [27].

За трите електроцентрали са определени тъмният спред и чистият тъмен спред за участие на свободен и регулиран пазарен сегмент.

Въпреки че методът на спредовете е широко използван за анализ на пазарните позиции на различните електроцентрали, няма публикувани такива анализи за централите у нас. В условията на нарастващи разходи за емисии въглероден диоксид, този анализ би дал бързи и точни данни за позициите на конкретна електроцентрала, дори на даден енергиен блок, като би бил полезно допълнение към всеки анализ на икономическите позиции на ТЕЦ в ЕЕС.

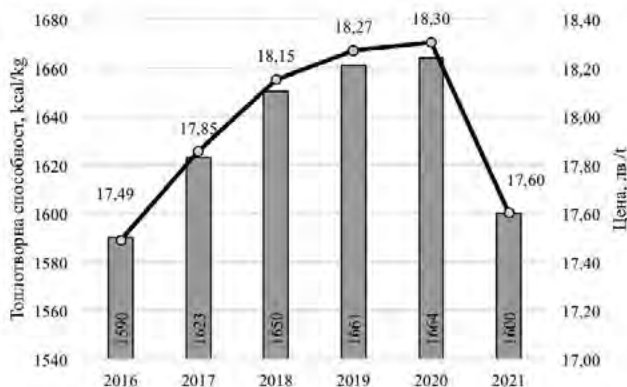
Входни данни и допускания

От гледна точка на анализа, улеснение представлява обстоятелството, че трите разгледани електроцентрали ползват една и съща горивна база – нискокачествени лигнитни въглища от басейна „Марица-изток“. Приета е обща цена на горивото за трите електроцентрали от 77 лв./т.у.г. (в сила от 01.07.2014 г.) [23-25]. Цената е приведена към цена на тон натурално гориво по следната зависимост:

$$P_c = P_{уг} \frac{Q_{нГ}}{Q_{уг}} \text{ лв. / t} \quad (5)$$

където: P_c – цена на въглищата, лв./т натурално гориво, $P_{уг}$ – цена на условното гориво, лв./т.у.г., $Q_{нГ}$ – тоplotворна способност на натуралното гориво, $Q_{уг}$ – тоplotворна способност на условното гориво.

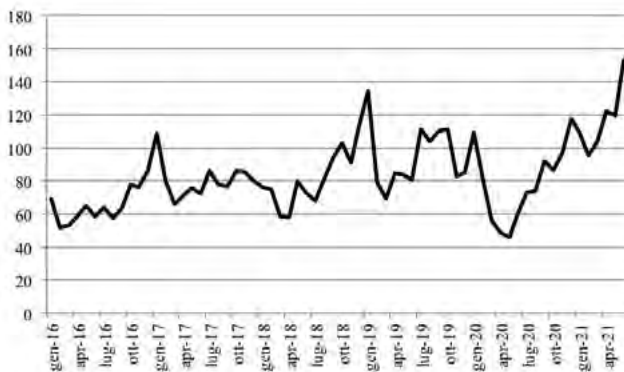
Топлотворната способност на добиваните в мини „Марица-изток“ лигнитни въглища е 1550 – 1650 kcal/kg [23-25]. При тоplotворна способност на условното гориво от 7000 kcal/kg, цената на лигнитните въглища за тон натурално гориво е взета от докладите за дейността на „Мини Марица-изток“ ЕАД, като е повторно определена съгласно зависимост (5). За 2020 г. е използвана калоричността на въглищата за първото полугодие (1664 kcal/kg), тъй като е наличен само междинен доклад за дейността на дружеството [26]. Поради липса на данни за 2021 г., за периода януари – юни 2021 г. е приета средноаритметичната стойност на горната и долната граница на тоplotворната способност – 1600 kcal/kg. Тази стойност вероятно е подценена, но влиянието ѝ върху крайния резултат е относително малко. Използваните данни за качеството и цената на лигнитните въглища са обобщени на **Фигура 1**.



Фигура 1. Топлотворна способност и цена на лигнитните въглища

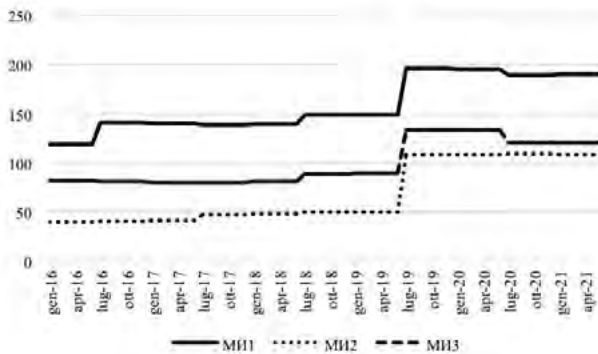
Данните за цените на електрическата енергия са:

- за свободния пазарен сегмент – съответните среднопретеглени месечни цени на пазарния сегмент „ден-напред“ на електроенергийната борса, изчислени по данни за часовите цени и количества на „Българска независима енергийна борса“ (БНЕБ) (**Фигура 2**) [1];
- за регулирания пазарен сегмент – съответните ценови равнища, изчислени от КЕВР, по които общественият доставчик изкупува енергията на трите електроцентрали за снабдяване на регулирания пазар (**Фигура 3**) [8,9,11-13,15].



Фигура 2. Среднопретеглени месечни цени на електроенергията на пазарен сегмент „ден-напред“ за периода 01.2016 – 06.2021, лв./MWh, пресметнати по данни от [1]

При интерпретацията на резултатите следва да се вземе предвид относително ниската ликвидност на сегмента „ден-напред“ за периода 2016 – 2018 г., както и обстоятелството, че от 2018 г. практически всички производители са задължени да реализират енергията си през платформата на БНЕБ [7].



Фигура 3. Цени, по които общественят доставчик изкупува електроенергията, произведена от трите електроцентрали за периода 01.2016 – 06.2021, лв./MWh [8,9,11-13,15]

Годишните специфични разходи на натурално гориво (Таблица 1) са определени въз основа на данни за електропроизводството и консумацията на въглища от годишните отчети пред ИАОС [2-6,16-20,30,32,34-

36], като са пресметнати среднопретеглените годишни стойности. За ТЕЦ „Марица-изток 2“ са използвани и данни за електропроизводството, обявени в годишните доклади за дейността за 2016 г., 2017 г. и 2018 г. [29,31,33]. За 2021 г. са използвани изчислените среднопретеглени стойности за периода 2016 – 2020 г.

Таблица 1. Специфичен среднопретеглен годишен разход на натурално гориво, t/MWh

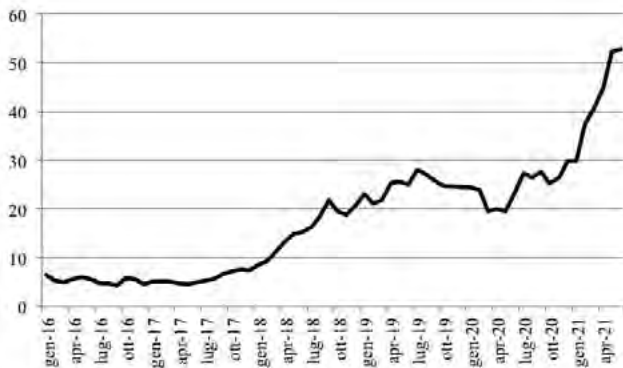
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	t/MWh	t/MWh	t/MWh	t/MWh	t/MWh	t/MWh
ТЕЦ МИ1	1,665	1,751	1,735	1,706	1,751	1,722
ТЕЦ МИ2	1,675	1,622	1,592	1,593	1,588	1,618
ТЕЦ МИ3	1,557	1,568	1,524	1,505	1,531	1,536

Използваните емисионни фактори за ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ са тези, публикувани в годишните отчети пред ИАОС [2-6,16-20]. Същото се отнася и за стойностите за емисионния фактор на ТЕЦ „Марица-изток 2“ за 2019 г. и 2020 г. [35,36]. Емисионните фактори на ТЕЦ „Марица-изток 2“ за периода 2016 – 2018 г. са изчислени въз основа на данни от отчетите пред ИАОС и годишните доклади за дейността [29-36]. Поради липса на достатъчно данни за пресмятане на среднопретеглени стойности за 2021 г. са използвани средноаритметичните стойности за периода 2016 - 2020 г. Стойностите на емисионните фактори са обобщени в **Таблица 2**.

Таблица 2. Емисионни фактори (2016 – 2021), tCO₂/MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂ /MWh
ТЕЦ МИ1	1,282	1,350	1,354	1,347	1,375	1,341
ТЕЦ МИ2	1,174	1,181	1,126	1,172	1,124	1,155
ТЕЦ МИ3	1,131	1,132	1,107	1,094	1,117	1,116

По отношение на цените на емисиите въглероден диоксид са използвани среднопретеглените месечни цени на европейските търгове за квоти EUA на платформата на европейската енергийна борса EEX (**Фигура 4**) [40].

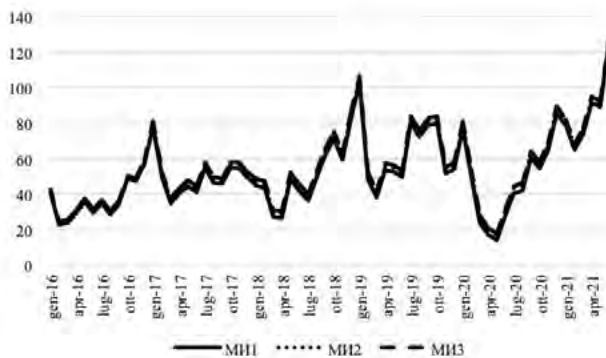


Фигура 4. Среднопотеглени месечни цени на европейските квоти EUA (01.2016 – 06. 2021), EUR/tCO₂, изчислени въз основа на данните на EEX [40]

Средове спрямо пазарните цени

Въз основа на данните, обобщени в Таблица 1 и Таблица 2, както и показани на Фигура 2, Фигура 3 и Фигура 4, са изчислени тъмните спредове (съгласно зависимост (3)) и чистите тъмни спредове (съгласно зависимост (4)) за разглеждания период.

На **Фигура 5** са показани получените стойности за тъмните спредове на рите електроцентрали спрямо цените на пазарен сегмент „ден-напред“.



Фигура 5. Изчислени стойности на тъмните спредове спрямо ценовите нива на сегмент „ден-напред“, лв./MWh

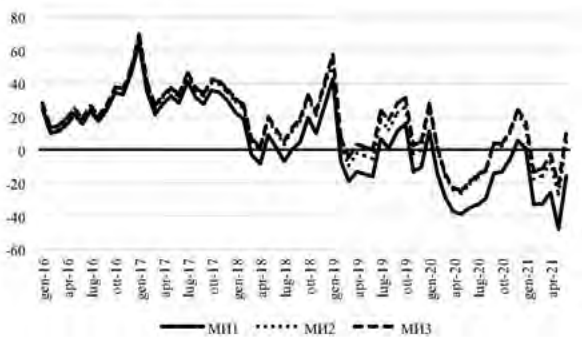
Наблюдава се голяма сходимост на резултатите за тъмните спредове на трите електроцентрали, тъй като ценовият сигнал на краткосрочния сегмент „ден-напред“ е еднакъв за всички пазарни участници (всеки продава на постигнатата часова равновесна цена), а приетата цена на горивото е еднаква и за трите централи. Така, единствената слабо забележима разлика в спредовете произтича от разликите в специфичния разход на гориво. Както се вижда от фигурата, тези разлики са сравнително малки. При сравнение с **Фигура 2** се вижда, че между тъмния спред и цената на електроенергията на практика има пълна сходимост, като кривите на **Фигура 5** и кривата на **Фигура 2** са отместени една от друга със стойността на специфичния разход на гориво. Това е видно и от линейния характер на зависимост (3) като стойностите на използваните коефициенти P_E и P_C са еднакви и за трите централи за съответните периоди.

Така получените стойности за тъмните спредове могат да се използват като база за сравнение и определяне на действителната пазарна позиция на разглежданите електроцентрали, защото описват „идеалния случай“ – продажба изцяло на пазарни цени (100% либерализиран пазар) и без заплащане на квоти въглеродни емисии.

Следващата стъпка от анализа предполага да се определят чистите тъмни спредове, които вземат предвид и разходите за закупуване на въглеродни емисии. Резултатите са показани графично на **Фигура 6**.

Тенденцията, изобразена на Фигура 6, е противоположна на тази, показана на Фигура 5. Чистите тъмни спредове трайно, макар и не постоянно, попадат в отрицателната част на графиката от януари 2019 г. насам. Признаци за отрицателното икономическо влияние на цените на емисиите въглероден диоксид (ако се приеме, че са закупвани по текущи цени) се проявяват още от началото на 2018 г. Този сигнал е притъпен от шпиковия ръст на цените на електроенергията в зимните месеци в края на 2018 г. и началото на 2019 г.

В сравнение със стойностите на тъмния спред, при чистия тъмен спред се наблюдава известна дивергенция между електроцентралите, което се дължи на разликите в емисионните фактори (Таблица 2). Така, централите с по-висок емисионен фактор са принудени да заплащат повече за емисии на единица произведена продукция, което се отразява пряко на стойността на чистия тъмен спред.



Фигура 6. Изчислени стойности на чистите тъмни спредове спрямо ценовите нива на сегмент „ден-напред“, лв./MWh

В крайна сметка, в значителна част от разглеждания период, централите на лигнитни въглища са неконкурентоспособни спрямо текущата пазарна конюнктура като работят на загуба спрямо пазарните равнища. Това е пряк резултат от нарастването на цените на въглеродния диоксид на европейските борсови пазари и показва недвусмислено загубата на конкурентоспособност, пряко породена от необходимостта от закупуване на емисии. Това се потвърждава от обстоятелството, че тъмните спредове отбелязват силна растяща позиция, а чистите тъмни спредове заемат преимуществено отрицателни стойности през втората половина на разглеждания период.

Спредове спрямо регулираните цени

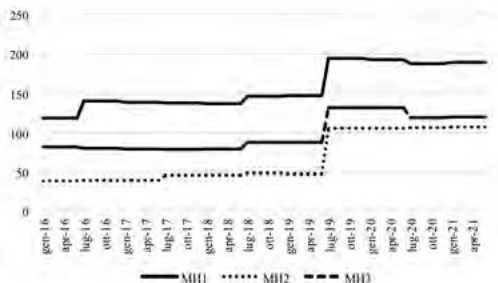
Разгледаните дотук спредове се отнасят за случаите, в които електроцентралите на лигнитни въглища реализират електроенергията си на пазарни цени. Общият случай, обаче, не е такъв [21,22], което налага да се разгледат и спредовете, генерирани при продажби на регулирани цени. Това ще позволи и разграничаване на конкурентоспособността, произтичаща от участието на свободен и регулиран пазар, в случай че дадена централа реализира продажби едновременно и на двата сегмента. Изменението на цените, в които има включена и определена норма на възвръщаемост (т.е. стойността на спреда е подценена), по които общественият доставчик закупува електроенергия от кондензационните централи на лигнитни въглища за нуждите на регулирания пазар, е илюстрирано на **Фигура 3**.

Отново са приложени зависимости (3) и (4) като е използвана съот-

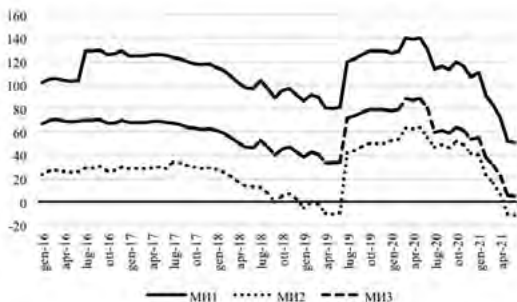
ветната определена от КЕВР цена. Резултатите за тъмните спредове и чистите тъмни спредове са представени на **Фигура 7** и **Фигура 8**.

От резултатите, показани на **Фигура 7**, се вижда, че тъмният спред и при регулирани цени е правопрпорционален на ценовите равнища, така както е и при идеализирания случай, приет за базов сценарий, разглеждащ размера на тъмните спредове спрямо борсовите цени. Съществена-та разлика в изкупните цени на трите централи определя и разликата в големината на спредовете. Съществено обстоятелство е, че централата с най-нисък спред по пазарни нива е с най-висок спред спрямо регулираните цени, като това се дължи изцяло на разликите в ценовите равнища, докато разликите в спредовете по борсови цени произтича изцяло от технологичната ефективност на съответната инсталация, изразена чрез специфичния разход на гориво.

Тези разлики произтичат изцяло от текущата пазарна структура и различните позиции в нея, заемани от разглежданите електроцентрали. Те са представени и анализирани в [21,22].



Фигура 7. Изчислени стойности на тъмните спредове спрямо цените, по които купува общественият доставчик, лв./MWh



Фигура 8. Изчислени стойности на чистите тъмни спредове спрямо цените, по които купува общественият доставчик, лв./MWh

При анализа на чистите тъмни спредове (**Фигура 8**) отново се вижда рязката загуба на конкурентоспособност, дори по регулирани цени, дължаща се на нарастващите цени на електроенергията. Една от централите (ТЕЦ „Марица-изток 2“) дори постига отрицателна стойност на чистия тъмен спред в някои времеви интервали. Може да се направи заключение, че освен цените на емисиите, ценообразуването и структурата на пазара също влияят значително на конкурентната позиция на конкретна електроцентрала.

От друга страна, без значение дали и колко от енергията на която и електроцентрала намира пазарна реализация на регулирания пазар, действителната пазарна позиция и действителния измерител на конкурентоспособността следва да бъде размерът на чистия тъмен спред, изчислен спрямо борсовите цени.

Разгледаните тенденции показват моментната конкурентоспособност на ТЕЦ и могат да бъдат обърнати при рязка смяна на пазарната конюнктура, например при ръст на цените на електрическата енергия с темп, превишаващ скоростта на нарастване на цените на емисиите, както и при срив на цените на емисиите.

Заключение

Анализирани са действителните пазарни позиции на кондензационните централи на лигнитни въглища в България по метода на тъмните спредове. Резултатите красноречиво показват загубата на конкурентоспособност на ТЕЦ на лигнитни въглища от нарастващите цени на емисиите въглероден диоксид. Така, настоящите резултати подкрепят изводите и от предходни анализи [27]. Следва да се отбележи, че размерът на спредовете е силно обусловен от динамиката на пазарите на електроенергия и емисии (няма пазар на лигнитни въглища), като при резки флукуации наблюдаваните тенденции могат да се задълбочат или да се обърнат.

Анализът на спредовете спрямо регулираните цени сочи към структурни проблеми в националния пазарен модел, които са изследвани по-задълбочено в [22]. Така, анализът по метода на тъмните спредове и анализът на допълнителните разходи в ЕЕС на България могат да послужат като обща основа за по-нататъшно изследване на структурните проблеми на българския електроенергиен пазар.

Възможно преходно решение, гарантиращо равнопоставеност на пазарните участници и същевременно разходоориентирано ценообразуване за критични електропроизводствени мощности, до извършването на дългосрочни и устойчиви структурни реформи на пазара, би могло да бъде

ускорената пълна либерализация на пазара с едновременното въвеждане на т.нар. „механизъм за капацитет“.

Източници:

- [1] БНЕБ (2021) DAM Historical Data, [<https://ibex.bg/dam-history.php>]
- [2] Ей И Ес-ЗС Марица-изток 1 ЕООД (2017) Годишен доклад за 2016 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Гълъбово
- [3] Ей И Ес-ЗС Марица-изток 1 ЕООД (2018) Годишен доклад за 2017 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Гълъбово
- [4] Ей И Ес-ЗС Марица-изток 1 ЕООД (2019) Годишен доклад за 2018 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Гълъбово
- [5] Ей И Ес-ЗС Марица-изток 1 ЕООД (2020) Годишен доклад за 2019 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Гълъбово
- [6] Ей И Ес-ЗС Марица-изток 1 ЕООД (2021) Годишен доклад за 2020 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Гълъбово
- [7] ЗАКОН за изменение и допълнение на закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 102 от 22.12.2017 г.
- [8] КЕВР (2015) Решение №Ц-27/31.07.2015 г.
- [9] КЕВР (2016) Решение №Ц-19/30.06.2016 г.
- [10] КЕВР (2017) Решение №И1-Л-086/05.09.2017 г.
- [11] КЕВР (2017) Решение №Ц-19/01.07.2017 г.
- [12] КЕВР (2018) Решение №Ц-11/01.07.2018 г.
- [13] КЕВР (2019) Решение №Ц-19/01.07.2019 г.
- [14] КЕВР (2020) Решение №И2-Л-086/02.07.2020 г.
- [15] КЕВР (2020) Решение №Ц-29/01.07.2020 г.
- [16] КонтурГлобал Марица-изток 3 АД (2017) Годишен доклад за 2016 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, С.
- [17] КонтурГлобал Марица-изток 3 АД (2018) Годишен доклад за 2017 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, С.
- [18] КонтурГлобал Марица-изток 3 АД (2019) Годишен доклад за 2018 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, С.

- [19] КонтурГлобал Марица-изток 3 АД (2020) Годишен доклад за 2019 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, С.
- [20] КонтурГлобал Марица-изток 3 АД (2021) Годишен доклад за 2020 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, С.
- [21] Людмилова, Б. (2021) Развитие и функциониране на модела на пазара на електрическа енергия в България, В: Сборник „Енергиен форум 2021“ (под печат)
- [22] Людмилова, Б., И. Найденов (2021) Генезис на допълнителните разходи в електроенергийната система на България: ТЕЦ на лигнитни въглища, В: Сборник „Енергиен форум 2021“ (под печат)
- [23] Мини Марица-изток ЕАД (2017) Годишен доклад за дейността за 2017 г., Раднево
- [24] Мини Марица-изток ЕАД (2018) Годишен доклад за дейността за 2018 г., Раднево
- [25] Мини Марица-изток ЕАД (2019) Годишен доклад за дейността за 2019 г., Раднево
- [26] Мини Марица-изток ЕАД (2020) Междинен годишен доклад за дейността за 2020 г., Раднево
- [27] Найденов, И. (2020) Влияние на разходите за емисии въглероден диоксид върху конкурентоспособността на ТЕЦ и потребителите, В: Сборник „Енергиен форум 2020“, 223–228
- [28] ТЕЦ „Бобов дол“ ЕАД (2020) Годишен доклад за 2019 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Големо село
- [29] ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД (2016) Годишен доклад за дейността за 2016 г., Ковачево
- [30] ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД (2017) Годишен доклад за 2016 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Ковачево
- [31] ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД (2017) Годишен доклад за дейността за 2017 г., Ковачево
- [32] ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД (2018) Годишен доклад за 2017 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Ковачево
- [33] ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД (2018) Годишен доклад за дейността за 2018 г., Ковачево
- [34] ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД (2019) Годишен доклад за 2018 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Ковачево

телно, Ковачево

- [35] ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД (2020) Годишен доклад за 2019 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Ковачево
- [36] ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД (2021) Годишен доклад за 2020 г. за изпълнение на дейностите, за които е предоставено комплексно разрешително, Ковачево
- [37] Abadie, L.M. (2021) Current expectations and actual values for the clean spark spread: The case of Spain in the Covid-19 crisis, *Journal of Cleaner Production* 285, 124842, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124842>
- [38] Abadie, L.M. (2021) Energy Market Prices in Times of COVID-19: The Case of Electricity and Natural Gas in Spain, *Energies* 14, 1632, <https://doi.org/10.3390/en14061632>
- [39] Alberola, E., J. Chevallier, B. Chèze (2008) Price drivers and structural breaks in European carbon prices 2005–2007, *Energy Policy* 36, 787-797
- [40] EEX (2021) EUA Emission Spot Primary Market Auction Report, [<https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/eua-primary-auction-spot-download>]
- [41] EIA (2013) An introduction to spark spreads, [<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9911>], достъпено на 17.07.2021 г.
- [42] EIA (2013) Dark spreads measure returns over fuel costs of coal-fired generation, [<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=10051>], достъпено на 17.07.2021 г.
- [43] Hentschel, J., U. Babić, H. Spliethoff (2016) A parametric approach for the valuation of power plant flexibility options, *Energy Reports* 2, 40-47, <http://dx.doi.org/10.1016/j.egyr.2016.03.002>
- [44] Martínez, B., H. Torró (2018) Hedging spark spread risk with futures, *Energy Policy* 113, 731-746
- [45] Spodniak, P., V. Bertsch (2017) Determinants of power spreads in electricity futures markets: A multinational analysis, ESRI Working Paper, No. 580, The Economic and Social Research Institute (ESRI), Dublin
- [46] Tendances Carbone (2007) Méthodologie, Version 2, Bulletin mensuel du marché européen du CO₂

Автор:

д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com