

ГЕНЕЗИС НА ДОПЪЛНИТЕЛНИТЕ РАЗХОДИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА НА БЪЛГАРИЯ: ВЕИ И ВИСОКОЕФЕКТИВНО КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО

Бетина Людмилова, Ивайло Найденов

ORIGIN OF THE ADDITIONAL COSTS IN THE BULGARIAN POWER SYSTEM: RES AND HIGHLY EFFICIENT CO-GENERATION

Betina Lyudmilova, Ivaylo Naydenov

In the past decade, the pricing on the Bulgarian electricity market has been characterized by the additional price component of 'obligations to society'. This is a price that is charged to all market participants. It is included in the regulated electricity prices and is paid as an additional component by the end-users on the free market segment. This price is calculated annually by the national regulatory authority and is a means to compensate for the additional non-market costs. The present paper examines the additional costs, arising from RES and highly efficient co-generation's market participation.

Входни данни и постановка на задачата

Настоящият доклад цели да анализира генезиса на допълнителните разходи, възникнали в електроенергийната система на страната и заплащани от фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и потребителите чрез цена „задължения към обществото“. В настоящата статия е разгледана ролята на ВЕИ и заводските и топлофикационни централи с мощности за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ВЕКП), а участието на ТЕЦ, изгарящи лигнитни въглища, е анализирано в [19], където е описана и общата постановка на задачата.

Възобновяеми енергийни източници

До 2013 г. се бележи значителен ръст на въвеждането на нови ВЕИ инсталации в България, като пикът в инсталираните слънчеви и вятърни мощности е към 2012 г. и може да се види на **Фигура 1** и **Фигура 2**. По данни на ЕСО към 2020 г. в страната има 701 MW инсталирани вятърни мощности, 1121 MW слънчеви мощности и 79 MW електроцентрали на

биомаса [8]. На Таблица 1 са представени данни за ВЕИ производството, както и за цялото брутно електропроизводство и потребление в страната.

Таблица 1. ВЕИ производство, брутно електропроизводство и електропотребление в България, MWh, 2016 – 2020 г. [4-8]

	2016	2017	2018	2019	2020
ВЕИ	3 115 041	3 283 147	3 060 198	3 094 575	3 305 882
Брутно електропроизводство	45 214 850	45 614 010	46 901 809	44 287 036	40 880 993
Брутно електропотребление	38 796 268	40 094 290	39 057 205	38 443 355	37 442 940

От представените данни в Таблица 1 се вижда, че електропроизводството от ВЕИ мощности в страната не нараства значително, като колебанията в годишен аспект се дължат на зависимостта на производството от ВЕИ от климатичните условия. Това обуславя и обстоятелството, че размерът на некомпенсираните разходи на НЕК за изкупуване на тази енергия следва да остане сравнително непроменен. Това е така в действителност, като се потвърждава от данните в **Таблица 2**.

Таблица 2. ВЕИ производство спрямо некомпенсиран разходи

	2016	2017	2018	2019	2020
Електропроизводство, MWh	3 115 041	3 283 147	3 060 198	3 094 575	3 305 882
Некомпенсиран разходи, хил. лв. [18]	761 737	769 237	796 691	737 670	734 539

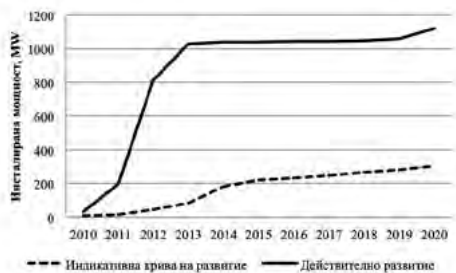
По-пълнен анализ на развитието на размера на доплащанията за ВЕИ може да се направи чрез изследване на плановете за развитие и действителното развитие на технологиите с най-голям дял в новоинсталираните ВЕИ мощности през последното десетилетие – фотоволтаичните и вятърните електроцентрали.

На Фигура 1 и Фигура 2 са представени плановете за развитие на инсталираните мощности, чрез представяне на индикативните криви на развитие от Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници [20] за фотоволтаичните и вятърните централи в България, като са сравнени с действителното развитие на инсталираните мощности на тези технологии.

Данните за построяване на индикативните криви на развитие за фотоволтаичните и вятърните централи, представени на Фигура 1 и Фигура

2, са взети от Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници [20], а данните за построяването на кривите на действителното развитие са от АУЕР, КЕВР и ЕСО [1,3,7,8,12-16].

Графиките очертават съвършено различни траектории на развитие на двете технологии, като това е породено от началните ценови равнища, както и от бързината, с която отделните проекти успяват да се присъединят към електроенергийната система.



Фигура 1. Планирано и действително развитие на фотоволтаичните електроцентрали в България, 2010 – 2020 г., по данни от [1,3,7,8,12-16,20]



Фигура 2. Планирано и действително развитие на вятърните електроцентрали в България, 2010 – 2020 г., по данни от [1,3,7,8,12-16,20]

Националният план за действие за енергията от възобновяеми източници предвижда инсталираната мощност на фотоволтаичните централи да нарастне от 16 MW през 2010 г. до 303 MW през 2020 г. В действителност, през 2011 г. са инсталирани 199 MW, които нарастват скокообразно на 810 MW през 2012 г. и 1029 MW през 2013 г. Тогава са наложени сериозни ограничения за присъединяване на големи ВЕИ проекти, включително фотоволтаични централи, като остават изключения за няколко категории покривни ФЕЦ с инсталирана мощност до 200 kWp [10]. Основният стимул е високата изкупна цена на електроенергията от ФЕЦ, която през 2010 г.

е между 728,29 лв./MWh и 792,89 лв./MWh [20], което е около 10 пъти над пазарните цени към онзи момент. Неконтролируемото навлизане на ФЕЦ с високи изкупни цени е основната причина за резкия скок в некомпенсираните разходи на обществения доставчик. Това обяснява големия дял на компонентата за ВЕИ в цена „задължения към обществото“ [18] и е една от причините за структурирането на ФСЕС. Неговата цел на практика е да покрива допълнителните разходи в системата без да се позволява на цена „задължения към обществото“ да нараства неконтролируемо, както и да се избегне нарастването на тарифния дефицит в НЕК.

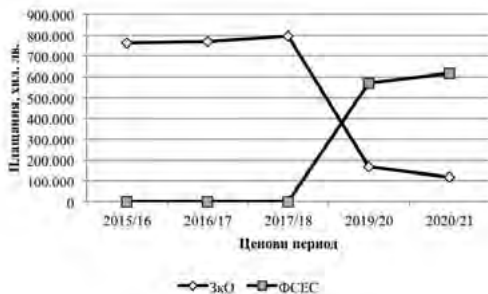
Като доказателство може да се приведе и статистика от 2014 г., актуална към онзи момент: ФЕЦ имат дял от 4,03% в електропроизводството за регулиран пазар, но са основният генератор на разходи за потребителите с дял от 23,43% в среднопретеглената миксова цена за регулирания пазар. Като контраст – ЯЕЦ има участие от 30,58% в електропроизводството и 4,81% дял в миксовата цена [2].

Картината за ВяЕЦ е по-различна. От Фигура 2 се вижда, че в началото на периода вятърните електроцентрали също изпреварват темповете на развитие, заложили в индикативната крива, но не с такава разлика както ФЕЦ. От друга страна, ограничаването на присъединяването на големи ВЕИ спира развитието и на ВяЕЦ на нива от около 700 MW. Причината ръстът на ВяЕЦ да не е съизмерим с ръста на ФЕЦ е по-малкият стимул – към 2010 г. изкупната цена на електроенергията е между 148,79 лв./MWh и 190,59 лв./MWh [20]. Същевременно и дисбалансът в разходите, породен от вятърните централи е много по-малък от този от ФЕЦ – при участие в енергийния микс за регулиран пазар през 2014 г. от 4,27%, приносът към миксовата цена на електроенергията е 8% [2].

И към настоящия момент размерът на некомпенсираните разходи за ВЕИ остава сравнително постоянен, тъй като инсталираната им мощност на практика не се е изменила съществено от 2013 г. насам. Въпреки това, видно от данните, представени в [18], размерът на компонентата за ВЕИ намалява. Това се дължи на нарастващата роля на ФСЕС в покриването на тези разходи. Това обстоятелство е илюстрирано на Фигура 3.

Поради това, може да се твърди, че към момента българските потребители все още заплащат значителни средства за вече присъединените ВЕИ мощности, които имат ограничен принос към електропроизводството в страната (към 2020 г. ФЕЦ имат дял от 8,8% в инсталираната мощност, но 3,6% в електропроизводството, а ВяЕЦ – 5,5% дял в инсталираната мощност и 3,6% в електропроизводството [8]), поради ниската използваемост на инсталираната им мощност. Същевременно за ценовия период 2019-20 г. тежестта им в пълния размер на некомпенсираните разходи е 40,8% [18].

Гореизложеното поставя под въпрос ефективността на възприетия в миналото модел за насърчаване на развитието на електропроизводството от ВЕИ в страната.



Фигура 3. Покриване на некомпенсираните разходи за ВЕИ компонентата чрез ФЕСЕ и цена „задължения към обществото“, хил. лв., по данни от [18]

Същевременно, видно от Фигура 1, от 2019 г. се наблюдава възобновен ръст на инсталираните мощности от ФЕЦ. С оглед на неизменността на некомпенсираните разходи за ВЕИ, може да се заключи, че тези нови мощности реализират производството си по пазарни цени. Следователно, поне за нови големи ФЕЦ вече не е нужно да се прилагат стимули във вид на преференциални тарифи.

Високоэффективно комбинирано производство (ВЕКП)

Комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия, по-известно като ко-генерация, представлява едновременно производство на топлинна енергия с топлоносител пара и/или гореща вода и електрическа енергия. Характерното за този тип производство е, че основният продукт е топлинната енергия, използвана за промишлени или топлофикационни нужди. Ако комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия отговаря на определени условия за ефективност, то се нарича „високоэффективно“ и се насърчава чрез преференциални изкупни цени на електроенергията [9]. Дали електроенергията е произведена по високоэффективен способ се удостоверява от КЕВР, за което се издават съответните сертификати за произход. Издадените сертификати се вписват в регистър [17].

За периода 2015 – 2020 г., съгласно регистъра на КЕВР, централите с високоэффективно комбинирано производство произвеждат между 2,7

TWh и 3,6 TWh (между 7% и 9% от електропроизводството в страната). Данните за производството са обобщени в Таблица 3. Основната част от произведената електрическа енергия, подлежаща на изкупуване по преференциални цени, е от топлофикационни дружества (91,8% за 2020 г. [17]). Останалото е от заводски централи, отпускащи топлинна енергия на предприятия за технологични процеси.

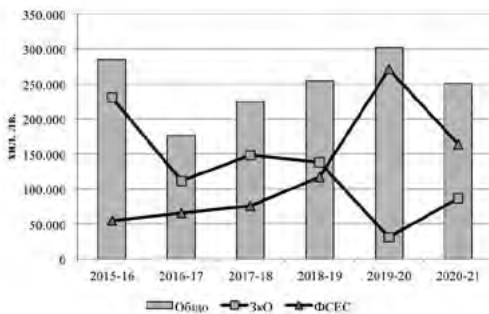
За високоефективната електроенергия на тези централи се заплаща по преференциални тарифи (чл. 33а от ЗЕ [9]), като некомпенсираните разходи за тях представляват разликата между пазарната и преференциалната цена, аналогично на случаите с ВЕИ и централите с дългосрочни договори. Също аналогично тези допълнителни разходи за системата се покриват чрез цена „Задължения към обществото“ и плащания от ФСЕС.

Таблица 3. Производство на електроенергия от ВЕКП, 2015 - 2020 г., MWh [17]

	2015	2016	2017†	2018	2019	2020
Производство	2 933 247	3 222 152	2 286 320	3 588 783	3 536 930	2 693 146

†за 2017 г. в регистъра на КЕВР са налични данни за производството за 9 месеца

Размерът на некомпенсираните разходи, произтичащи от преференциалните изкупни цени за електроенергия от високоефективно комбинирано производство и разпределението на плащанията между фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и цена „задължения към обществото“ са илюстрирани на Фигура 4.



Фигура 4. Некомпенсиран разходи за ВЕКП и покриването им чрез ФСЕС и цена „задължения към обществото“, по данни от [18]

За разгледания период некомпенсираните разходи за ВЕКП се изменят между 250 млн. и 300 млн. лв. годишно. Размерът се изменя в зави-

симост от издадените сертификати за произход на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, цените на емисиите въглероден диоксид, природния газ, както и от обхвата на инсталациите, за които се определят премии. С годините прагът на електрическата мощност на когенерациите, за които КЕВР определя размер на премията, заплащан от ФСЕС е свален от 4 MW на 500 kW [9]. Забелязва се и тенденция за нарастване на компенсацията от ФСЕС за сметка на плащанията от цена „задължения към обществото“. Тенденцията не е толкова ясно изразена както при ВЕИ, тъй като има ограничения за разходването на средствата, постъпили във ФСЕС от продажба на квоти. Тези ограничения са регламентирани в чл. 57 на Закона за ограничаване на изменението на климата [11].

ВЕКП: кръстосано субсидиране между пазарите на топлинна и електрическа енергия

По-голямата част от предприятията, които получават заплащане по преференциални тарифи за ВЕКП, са топлофикационни дружества. От друга страна, тези топлофикационни дружества продават топлинната си енергия по регулирани цени на топлофицираните домакинства, т.е. на клиенти на регулирания електроенергиен пазар. На практика се получава следното. Некомпенсираните разходи за електрическа енергия от топлофикационните дружества се заплащат чрез цена „задължения към обществото“ и средства от ФСЕС, т.е. от всички потребители на електрическа енергия. Същевременно, основният продукт на топлофикациите – топлинната енергия, се продава по регулирани цени, а чрез продажбата на електроенергия се получават гарантирани приходи. Това оставя възможност на регулатора да съобрази приходите от продажба на електрическа енергия по преференциални цени при определянето на регулираната тарифа за топлинна енергия.

От това може да се направи изводът, че гореописаната процедура дава възможност за кръстосано субсидиране на ползвателите на топлинна енергия от топлофикационните дружества от страна на всички електроенергийни консуматори. В случая на топлофицираните битови потребители може да се получи двойна защита, тъй като те получават снабдяване с топлинна и електрическа енергия по регулирани цени.

Изводи

В резултат на анализа могат да се направят следните изводи:

- Неконтролируемостта на навлизане на ФЕЦ с високи изкупни цени е основната причина за резкия скок в некомпенсираните разходи на обществените доставчици. Това обяснява големия дял на компонента за ВЕИ в цената „задължения към обществото“.

- И към настоящия момент размерът на некомпенсираните разходи за ВЕИ остава сравнително постоянен, тъй като инсталираната им мощност на практика не се е изменила съществено от 2013 г. насам. Въпреки това размерът на компонента за ВЕИ намалява. Това се дължи на нарастващата роля на ФСЕС в покриването на тези разходи, а новоизгражданите фотоволтаични централи не се ползват от преференциални тарифи.

- Може да се твърди, че към момента българските потребители все още заплащат значителни средства за вече присъединените ВЕИ мощности, които имат ограничен принос към електропроизводството в страната, но са с основен принос към некомпенсираните разходи (около 40%). Това поставя под въпрос ефективността на първоначално възприетия модел за насърчаване на развитието на електропроизводството от ВЕИ в страната.

- Начинът на съвместно прилагане на преференциални тарифи за закупуване на електроенергията от топлофикационните централи с едновременно прилагане на регулирани цени за топлинна и електрическа енергия за домакинствата дава възможност за крос-субсидиране на топлофицираните битови потребители от страна на всички електроенергийни консуматори.

Източници:

- [1] АУЕР, Регистър издадени гаранции, [<https://portal.seea.government.bg/bg/Guarantees/IssuedGuaranteeRegister>], достъпно на 16 април 2021 г.
- [2] Георгиев, А. (2015) Статистически данни и показатели за електропроизводството в България през 2014 г., Енергетика 4:2015, 28-41
- [3] ДКЕВР (2014) Годишен доклад за Европейската комисия за 2013 г., С.
- [4] ЕСО (2016) Статистическа книжка за 2016 г., С.
- [5] ЕСО (2017) Статистическа книжка за 2017 г., С.
- [6] ЕСО (2018) Статистическа книжка за 2018 г., С.
- [7] ЕСО (2019) Статистическа книжка за 2019 г., С.
- [8] ЕСО (2020) Статистическа книжка за 2020 г., С.

- [9] ЗАКОН за енергетиката, обн. ДВ, бр. 107 от 9.12.2003 г., посл. изм. и доп. ДВ, бр. 21 от 21.03.2021 г.
- [10] ЗАКОН за енергията от възобновяеми източници, обн. ДВ. бр.35 от 3 Май 2011 г., посл. изм. ДВ. бр. 21 от 12 Март 2021 г.
- [11] ЗАКОН за ограничаване изменението на климата, обн. ДВ. бр. 22 от 11 март 2014 г., посл. изм., ДВ. бр. 19 от 5 март 2021 г.
- [12] КЕВР (2015) Годишен доклад за Европейската комисия за 2014 г., С.
- [13] КЕВР (2017) Годишен доклад за Европейската комисия за 2016 г., С.
- [14] КЕВР (2019) Годишен доклад за Европейската комисия за 2018 г., С.
- [15] КЕВР (2019) Доклад за дейността на комисията за енергийно и водно регулиране за 2018 г., С.
- [16] КЕВР (2020) Годишен доклад за Европейската комисия за 2019 г., С.
- [17] КЕВР, Регистри - Сертификати за произход, [<https://portal.dker.bg/registri/sertifikati-za-proizhod>], достъпено на 5 юни 2021 г.
- [18] Людмилова, Б. (2021) Допълнителни разходи в електроенергийната система на България: цена „задължения към обществото“, В: Сборник „Енергиен форум 2021“ (под печат)
- [19] 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)
- [20] Министерство на икономиката, енергетиката и туризма (2010) Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници, С.

Автори:

маг. Бетина Людмилова, УНСС, катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“, betinalyudmilova4@gmail.com
д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com