

W niniejszym dokumencie chcielibyśmy zwrócić Państwa uwagę na budzące niepokój propozycje Ministerstwa Gospodarki w zakresie cen referencyjnych dla technologii fotowoltaicznej, które w naszej ocenie wskazują, że Ministerstwo ma intencje, by Polska pozostała jedynym krajem w Europie, w którym energetyka słoneczna nie rozwinie się wcale.

## Ceny referencyjne w systemie aukcyjnym OZE w polskich realiach

Komentarz do propozycji Ministerstwa Gospodarki



---

Polskie Stowarzyszenie Energetyki  
Słonecznej w Warszawie

W niniejszym dokumencie chcielibyśmy zwrócić Państwa uwagę na budzące niepokój propozycje Ministerstwa Gospodarki w zakresie cen referencyjnych dla technologii fotowoltaicznej, które w naszej ocenie wskazują, że Ministerstwo ma intencje, by Polska pozostała jedynym krajem w Europie, w którym energetyka słoneczna nie rozwinie się wcale. W piśmie wykazemy, że ceny referencyjne przedstawione przez Ministerstwo Gospodarki całkowicie zamrożą inwestycje w fotowoltaikę w Polsce oraz wskażemy na podstawowe błędy merytoryczne i metodologiczne popełnione przez Ministerstwo przy kalkulacji cen referencyjnych, które rzucają niepotrzebnie cień na profesjonalizm i rzetelność kalkulacji Ministerstwa Gospodarki.

Ceny referencyjne zaproponowane przez Ministerstwo Gospodarki w projekcie *Rozporządzenia w sprawie ceny referencyjnej w 2016 roku* dla technologii fotowoltaicznej, tj 465 zł/MWh dla instalacji o mocy poniżej 1 MW i 445 zł/MWh dla instalacji o mocy powyżej 1 MW, oceniamy jako zdecydowanie za niskie. Obawiamy się, że nie znajdą się inwestorzy chcący ponieść ryzyko inwestowania w projekt, który z góry (już na etapie cen referencyjnych, czyli maksymalnych) jest skazany na brak opłacalności, nie wspominając o konieczności dalszego obniżania ceny aukcyjnej, aby móc konkurować z innymi projektami, by zaoferować najniższą cenę.

Powyższe smuci nas tym bardziej, że wyczuwalna niechęć dla technologii fotowoltaicznej (wyrażona w zbyt niskim poziomie proponowanych cen referencyjnych) nie zmniejszyła się po trudnej lekcji, jaką otrzymała cała polska gospodarka w sierpniu br, kiedy to wysokie temperatury i długotrwała susza przyczyniły się z jednej strony do zwiększonego zapotrzebowania na energię, ze względu na intensywne użycie urządzeń chłodzących, a z drugiej strony do wyłączenia części bloków energetyki konwencjonalnej ze względu na ograniczone możliwości chłodzenia związane z suszą. Chcielibyśmy podkreślić, że gdyby w systemie elektroenergetycznym, energetyka słoneczna miała nawet nieznaczny udział, rzędu 1 GWp mocy zainstalowanej, nie doszłoby do sytuacji konieczności wprowadzenia 20 stopnia zasilania, zaś problemy operatorów sieci dystrybucyjnych, polskich przedsiębiorców, jak i olbrzymie straty gospodarki nie miałyby miejsca. Naszą opinię potwierdza stanowisko Polskich Sieci Elektroenergetycznych w sprawie sytuacji niedoborów mocy w sierpniu br., w którym znajdujemy poniższe sformułowanie:

*„Warto także wspomnieć o czynnikach klimatycznych wpływających na popyt i podaż mocy w KSE. Rosnące zapotrzebowanie na energię i moc w okresie letnim stawia wyzwania przez KSE. Możliwym rozwiązaniem jest np. zwiększenie udziału źródeł fotowoltaicznych w KSE, których charakterystyka pracy jest dobrze skorelowana z zapotrzebowaniem na energię urządzeń chłodzących.”<sup>1</sup>*

Dodatkowo widzimy sprzeczności w różnych aktach wykonawczych związanych z *Ustawą o Odnawialnych Źródłach Energii*, koło których nie można przejść obojętnie. Według projektu *Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie ilości i wartości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej energetycznej nie większej niż 1 MW, jaka powinna zostać sprzedana w drodze aukcji w 2016 r.*, średnia cena za 1 MWh w tym koszyku wynosi 470 zł natomiast żadna proponowana przez Ministerstwo Gospodarki cena referencyjna dla tego koszyka nie osiąga wskazanej średniej. Jest to niezgodne z duchem Ustawy o OZE, która miała promować źródła OZE o mocy do 1 MWp - przy takim poziomie cen referencyjnych w Polsce nie rozwinie się energetyka rozproszona w postaci małych i średnich OZE, w której potrzeby wpisuje się właśnie technologia fotowoltaiczna.

Z powyższych względów, biorąc pod uwagę strategiczną dla Polski konieczność dywersyfikacji miksu energetycznego, którego fotowoltaika powinna stać się niezbędnym uzupełnieniem wskazujemy na konieczność weryfikacji i zmiany niektórych założeń, na których oparte było obliczenie cen referencyjnych dla tej technologii.

**W naszej opinii cena referencyjna dla Polski powinna wynieść 597 zł/MWh dla instalacji fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej poniżej 1 MWp.**

<sup>1</sup> Źródło: Komentarz PSE do publikacji *Forum Analiz Energetycznych FAE dotyczących niedoboru mocy w polskim systemie elektroenergetycznym w sierpniu 2015 r.*

**KOMENTARZ DO PROPONOWANYCH PRZEZ MINISTERSTWO GOSPODARKI CEN REFERENCYJNYCH**

Analizując uzasadnienie do projektu Rozporządzenia, oceniamy iż, zaproponowany niski poziom cen referencyjna wynika przede wszystkim z następujących błędów w przyjętych założeniach i podejściu:

- A. nierealistycznych, zbyt optymistycznych założeń**, w szczególności w zakresie produktywności produkcji (MG = 1050 MWh/MWp/rok vs. inwestorzy i instytucje finansujące = 970-1000 MWh/MWp/rok) oraz spadku efektywności produkcji (MG = 0,2% rok vs. producenci paneli = 0,7%), całkowicie nieopartych o praktykę rynkową,
- B. błędów metodologicznych**, w szczególności pominięcia ryzyk rynkowych - tak ważnych w perspektywie wieloletnich inwestycji, tj. ryzyka zmienności stóp procentowych i ryzyka zmienności kursu walutowego,
- C. niesłusznego bezpośredniego poparcia wyniku modelu wysokością cen referencyjnych w Niemczech (112,9 EUR/MWh)**, przy pominięciu tak ważnych różnic między polskim i niemieckim rynkiem energetyki słonecznej, jak np. długość okresu wsparcia, niższe koszty finansowania oraz niższe koszty inwestycji CAPEX ze względu na większą średnią wielkość instalacji.
- D. Przyjęcia nieakceptowalnej dla inwestorów stopy zwrotu na poziomie 5%**, podczas gdy np. w Wielkiej Brytanii, kraju znacznie bardziej zamożnym, średnia stopa zwrotu na projektach fotowoltaicznych kształtuje się na poziomie 7,5%

## **Ad. A) NIEREALISTYCZNE ZAŁOŻENIA PRZYJĘTE DO WYLICZENIA CEN REFERENCYJNYCH**

Uważamy, że założenia przyjęte przez MG do wyliczenia cen referencyjnych dla technologii fotowoltaicznej są nierealistyczne. Ich wysokość urąga zasadzie, która powinna być zastosowana do wyliczania cen maksymalnych, jakimi są ceny referencyjne. Powinny być one oparte o wartości uśrednione, poparte głęboką wiedzą, doświadczeniem i najlepszą praktyką branżową. Nie powinny być to także ceny oparte o założenie najbardziej optymistycznych wariantów dla wszystkich parametrów modelu, które są w praktyce niewykonalne. Rażący według nas błąd polega na przyjęciu zbyt wysokiej produktywności instalacji słonecznych w warunkach polskich oraz zbyt niskiego współczynnika rocznego spadku efektywności instalacji.

### **1. Zbyt optymistyczna produktywność elektrowni słonecznych w warunkach polskich**

Najszerzej stosowane przez profesjonalnych inwestorów źródło informacji o produktywności elektrowni słonecznych to baza meteorologiczna MeteoNorm. Liczne porównania między płatną bazą MeteoNorm a bezpłatną bazą PVGIS wskazują na średnio wyższe uzyski wg bazy PVGIS, co może powodować niebezpieczne zawyżanie prognoz. Dlatego inwestorzy europejscy (najwięksi gracze, tacy jak Yingli, Hanwha QCells, Enerparc AG) jak i banki finansujące projekty przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych kierują się najczęściej wynikami z bazy MeteoNorm, która charakteryzuje się przede wszystkim dłuższym i bardziej aktualnym dostępnym okresem z danymi klimatycznymi (1991-2010) oraz większą dokładnością (jako że zbiera dane z ok. 1600 stacji pogodowych w Europie w porównaniu z 566 stacjami pogodowymi objętymi przez bazę PV GIS). Szczegółowa analiza oparta o urządzenia standardowe na rynku przy uwzględnieniu takich istotnych strat, jak straty na okablowaniu, transformatorach, związane z zabrudzeniem etc. dla 16 polskich miast wojewódzkich wskazuje, że średnia produktywność przy obecnym poziomie technologii dla obszaru Polski to ok 970MWh z 1 MWp – taką produktywność zakładają też inwestorzy w swoich programach.

Dodatkowo należy podkreślić, że analiza cen referencyjnych w Niemczech wskazuje, iż tamtejszy regulator przyjął przy wyznaczeniu cen referencyjnych średnią produktywność dla obszaru Niemiec na poziomie ok. 1000 MWh/MWp, a Niemcy średnio (w szczególności regiony południowe) mają zdecydowanie więcej dni słonecznych niż Polska. Dlatego sugerujemy przyjąć w modelach do wyliczenia cen referencyjnych wartości nie większe niż 1000 MWh/rocznie.

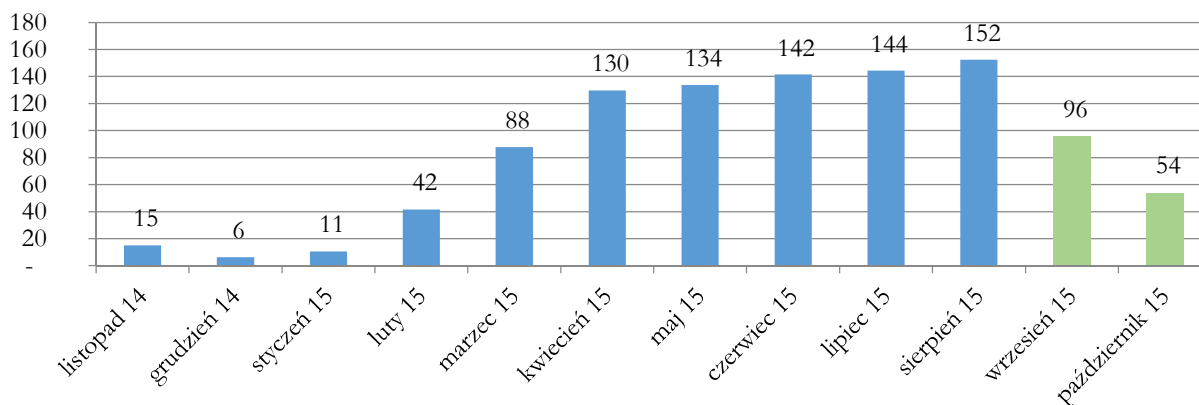
**Tabela 1: Lista produktywności instalacji fotowoltaicznej z 1 MWp mocy zainstalowanej dla 16 województw Polski, wg bazy MeteoNorm, przy uwzględnieniu standardowych start.**

LP	Województwo	Miasto	Uzysk z 1 MW w MWh
1	Dolnośląskie	Wrocław	991
2	Opolskie	Opole	996
3	Podkarpackie	Rzeszów	986
4	Lubelskie	Lublin	1030
5	Małopolskie	Kraków	957
6	Wielkopolskie	Poznań	972
7	Lubuskie	Zielona Góra	1020
8	Śląskie	Katowice	952
9	Świętokrzyskie	Kielce	1004
10	Zachodnio-Pomorskie	Szczecin	938
11	Kujawsko-Pomorskie	Bydgoszcz	941
12	Łódzkie	Łódź	983
13	Mazowieckie	Warszawa	989
14	Podlaskie	Białystok	944
15	Pomorskie	Gdańsk	948
16	Warmińsko-Mazurskie	Olsztyn	910
	<b>ŚREDNIA DLA POLSKI</b>		<b>973</b>

Źródło: Załącznik 1 – Raporty produktywności instalacji PV w oparciu o bazę *MeteoNorm*

Jako podsumowanie, pragniemy dodać, że dostępne dane empiryczne z dużych instalacji w Polsce wskazują, iż zakładana przez Ministerstwo Gospodarki produktywność wskazuje na zbyt duży optymizm. Dla przykładu jedna z największych w Polsce instalacji PV, która znajduje się w Kolnie (moc zainstalowana 1,84 MWp) notuje produktywność na poziomie ok 1015 MWh/MWp w tym roku, który jest bardzo słoneczny. Przy analizie produktywności bardzo często popełniany jest także błąd niebrania pod uwagę wystarczającej liczby godzin z przestojami w produkcji spowodowanych awariami sieci, co przy słabej jakości polskich sieci przesyłowych, szczególnie tych lokalnych, wymagających pilnej modernizacji, staje się istotnym parametrem zaburzającym produkcję. Według danych empirycznych dwudniowy przestój elektrowni o mocy 1 MW w okresie letnim spowodowany awarią sieci elektroenergetycznej generuje spadek w produkcji rzędu 15 MWh w skali roku. Takich zdarzeń nie przewidzą żadne programy.

**Wykres 1: Analiza produktywności dla elektrowni słonecznej Kolno II o mocy zainstalowanej 1,84 MWp; (wrzesień-październik 2015 – prognoza)**



Źródło: Dane udostępnione przez właściciela elektrowni

## 2. Założenia degradacji produktywności nie są oparte o standardy branżowe

Przyjęty spadek produktywności modułów fotowoltaicznych na poziomie 0,2% rocznie jest zdecydowanie zbyt optymistyczny. Należy zaznaczyć, że producenci modułów fotowoltaicznych gwarantują, że spadek produktywności modułów w ciągu 25 lat nastąpi do wartości nie większej niż 80%, tj. o ok. 0,7% rocznie. Taki poziom spadku produktywności jest też przyjmowany przez banki i instytucje finansujące jako poziom gwarantowany więc bezpieczny.

W gwarancjach czołowi producenci zakładają 25-letnie spadki produktywności rzędu 20% co daje roczną degradację na poziomie ok. 0,7%. Dodatkowo, polskie banki oceniając obecnie wnioski kredytowe na finansowanie instalacji fotowoltaicznych zakładają spadek produktywności 0,7% rocznie. Taki poziom powinien być naszym zdaniem uwzględniony przy wyliczeniu cen referencyjnych.

**Tabela 2: Przykłady dopuszczalnych spadków produktywności dla 3 popularnych modeli modułów PV**

Producent	Model	Opis spadku produktywności przez producenta	Spadek produktywności
YINGLI SOLAR	YGE 60 Cell 40 mm series	Do 10 roku - 91,2% mocy nominalnej, Do 25. roku na - 80,7% mocy nominalnej.	<b>0,77% p.a.</b>
REC	REC PEAK Energy SERIES	25 letnia gwarancja liniowa Spadek produktywności 0,7% p.a.	<b>0,70% p.a.</b>
HANWHA QCELLS	Q.PLUS-G3 270-280	3% spadku mocy w pierwszym roku Spadek do 92% po 10 latach Spadek do 83% po 25 latach	<b>0,68% p.a.</b>

*Źródło: Załącznik 3 - Karty katalogowe producentów modułów PV*

Podsumowując, dostosowanie przez MG produktywności do realnych założeń wykorzystywanych przez inwestorów podniosłoby cenę referencyjną o blisko 25 zł/MWh, a dostosowanie założeń dotyczących degradacji produktywności o ok. 15 zł/MWh. W sumie same poprawienie błędów w założeniach dotyczących produkcji energii przez instalację PV w okresie ceny z aukcji wpływa na podwyższenie ceny referencyjnej blisko o 40 zł/MWh.

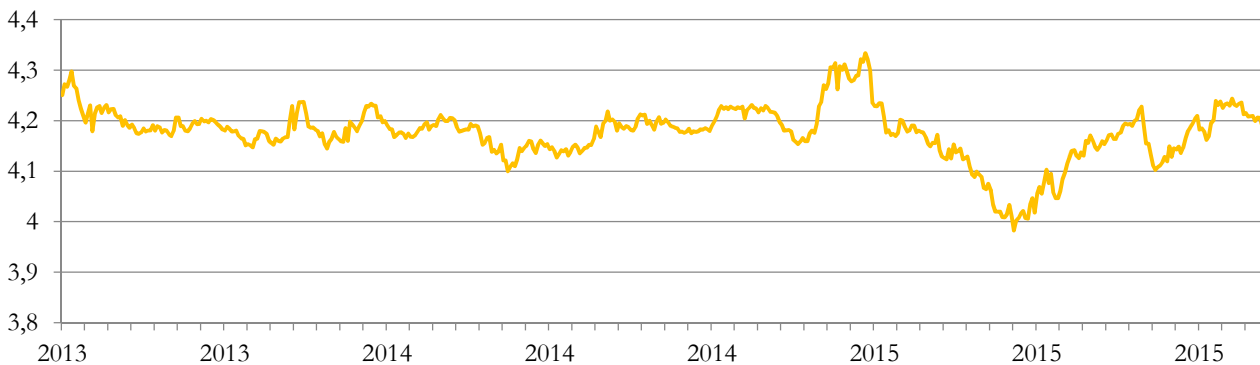
## **AD. B) BŁĘDY METODOLOGICZNE – NIEUWZGLĘDNIENIE RYZYKA ZMIAN KURSU WALUTOWEGO ORAZ WZROSTU STOPY PROCENTOWEJ**

Poza błędami w podstawowych założeniach modelu, dostrzegamy także błędy metodologiczne, polegające na traktowaniu projektu, jakoby nie był obciążony żadnym ryzykiem rynkowym. W szczególności chodzi tu o tak ważne z punktu widzenia inwestorów aspekty jak ryzyko walutowe, na które inwestor jest narażony głównie w trakcie realizacji projektu, jak i ryzyko stopy procentowej, na które inwestor jest narażony w całym cyklu życia projektu.

### **1. Ryzyko kursu walutowego,**

Według naszej analizy założeń przyjętych przez Ministerstwo Gospodarki do obliczenia ceny referencyjnej, przy wyliczaniu CAPEX przyjęto kurs EURO na poziomie 4,0 PLN/EUR. Należy podkreślić, że kurs ten jest rażąco niski – zwłaszcza biorąc pod uwagę, że w ostatnich 2 latach średni kurs NBP kurs kształtował się na poziomie ok. 4,17 PLN/EUR. Co więcej, bardzo rzadko zdarzało się, że kurs PLN/EUR kształtował się na poziomie niższym niż proponowany przez Ministerstwo Gospodarki kurs 4,00 PLN/EUR, natomiast z drugiej strony były i takie momenty że przekraczał on 4,30 PLN/EUR.

**Tabela 3: Wykres średniego kursu NBP PLN/EUR od września 2013 do września 2015**



*Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Narodowego Banku Polskiego*

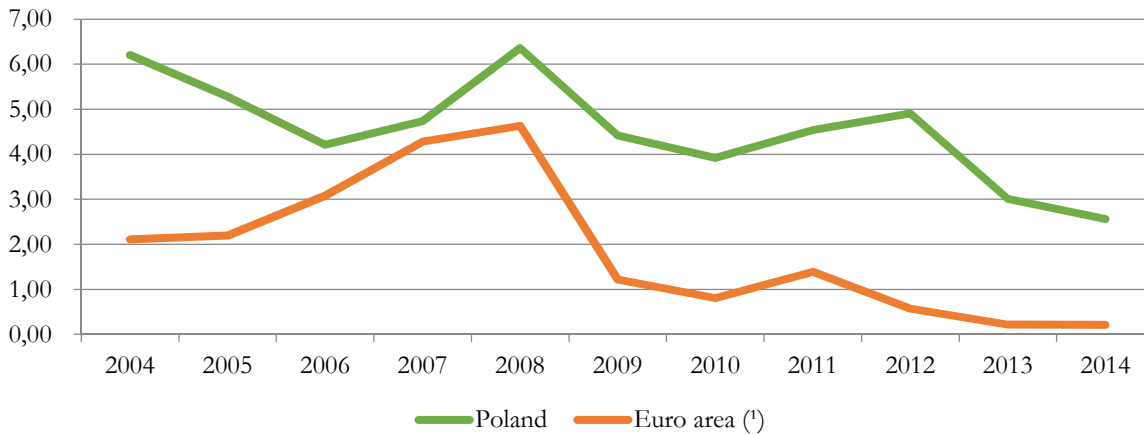
Należy podkreślić, że wysokość ceny referencyjnej może zmieniać się w sposób bardzo istotny w zależności od poziomu wprowadzonego kursu walutowego. Przy wzroście kursu walutowego do poziomu 4,5 stopa zwrotu spada do 3,5% a przy wzroście do 4,8 do 3,0%. Inwestorzy w swoich modelach typowo zakładają sensytywność kursów walutowych i będą tego typu symulacje uwzględniać w procesie decyzyjnym.

### **2. Ryzyko wzrostu stopy procentowej**

Chcielibyśmy zaznaczyć, że obecnie żyjemy w świecie bardzo niskich stóp procentowych, najniższym w historii. Zakładanie, iż inwestorzy będą akceptować 5% stopę zwrotu dla inwestycji 15 letniej jest naiwne i nie uwzględnia historycznych poziomów stóp procentowych. Jeszcze dwa lata temu stopy procentowe wynosiły około 5% czyli około 3 razy więcej niż w dniu dzisiejszym.

Kolejnym zagrożeniem dla projektów fotowoltaicznych, dla których ceny referencyjne ustalone będą na tak niskim, jak proponowany obecnie poziomie, jest duże prawdopodobieństwo, że niemożliwe będzie pozyskanie finansowania dłużnego (w szczególności bankowego) dla tych projektów. Przy tak niskiej stopie zwrotu proponowanej przez Ministerstwo Gospodarki, wątpliwe jest by projekty te przeszły pozytywną analizę kredytową, w szczególności biorąc pod uwagę fakt, że banki w swoich założeniach przyjmują raczej konserwatywne, a nie optymistyczne warianty.

**Tabela 4: Średnie roczne krótkoterminowe stopy procentowe na rynku międzybankowym w Polsce i w strefie EURO na przestrzeni ostatnich 10 lat**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT

<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/download.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=tec00035>

Dodatkowo warto zauważyć, że stopa dyskontowa proponowana przez Ministerstwo Gospodarki nie uwzględnia ryzyka kraju. Pod tym kątem Polska jest krajem charakteryzującym się większym ryzykiem, a przez to wyższą oczekiwaną stopą zwrotu z inwestycji niż Niemcy. Wyrażone jest to zarówno w ratingach Polski przygotowywanych przez międzynarodowe agencje ratingowe, jak i w poziomie stóp procentowych (porównanie stóp procentowych w Polsce i w strefie EURO – Tabela 4).

Według niezależnych opracowań, co potwierdzają także różnice między realnymi stopami procentowymi w Polsce i w strefie EURO ryzyko Polski względem Niemiec to ok. 1,28%<sup>2</sup>

Podsumowując, nie widzimy możliwości, by inwestorzy byli zainteresowani akceptacją projektów o tak niskiej stopie zwrotu – 5% (obliczanej już przy bardzo optymistycznych założeniach) i obarczonych tak dużymi ryzykami - ryzykiem walutowym i ryzykiem stopy procentowej.

<sup>2</sup> Za: [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctryprem.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)

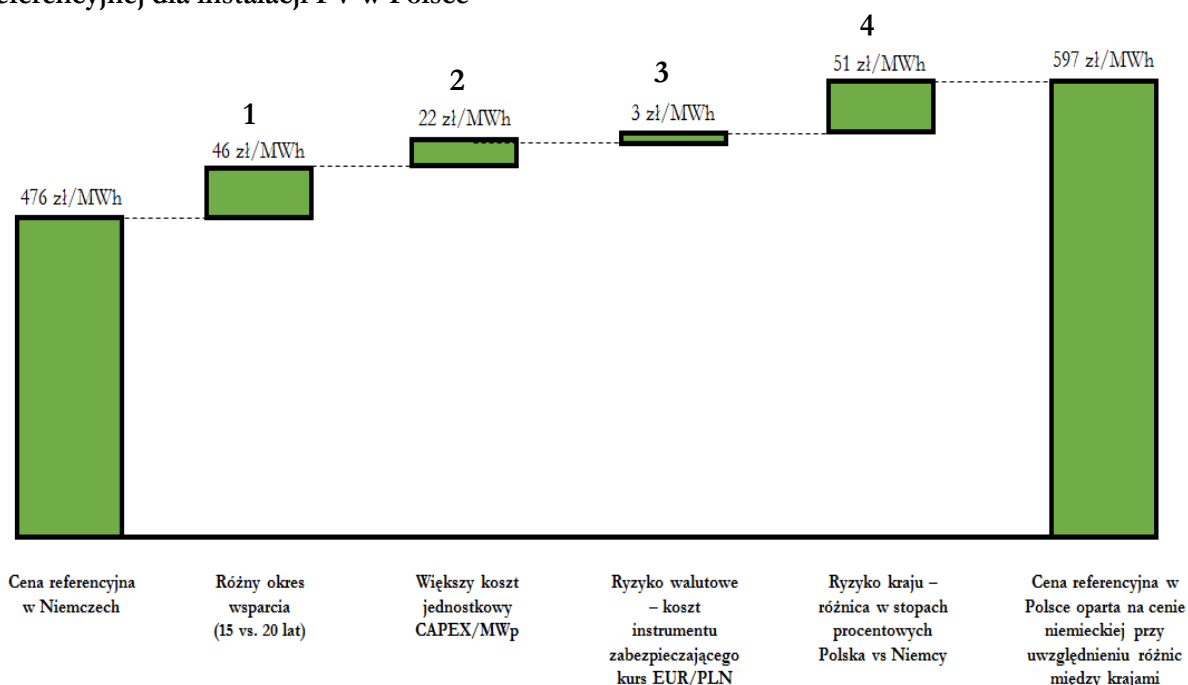


### AD. C) PRZENIESIENIE CEN REFERENCYJNYCH NIEMIEC NA GRUNT POLSKI

Upraszczając wszystkie powyższe argumenty, można także porównać poziom cen referencyjnych proponowanych w Polsce z cenami referencyjnymi w innych krajach. W naszej opinii dobrym punktem odniesienia do porównań jest rynek niemiecki – rynek niemiecki charakteryzuje się bowiem zbliżonym do Polski poziomem nasłonecznienia. Z drugiej strony cechuje go duża dojrzałość i bogate doświadczenie zarówno inwestorów, jak i regulatora w zakresie technologii OZE, szczególnie technologii PV.

Cena referencyjna dla instalacji fotowoltaicznych ustalona przez niemieckiego regulatora wynosi 112,9 EUR/MWh, co przy kursie 4,17 PLN/EUR **daje kwotę 470 zł/MWh**. Widać zatem, że cena referencyjna niemiecka jest na porównywalnym poziomie, a nawet jest już wyższa, jak cena referencyjna proponowana dla PV przez Ministerstwo Gospodarki - 465 zł/MWh. Jednakże nie można zapomnieć o wielu różnicach pomiędzy polskim i niemieckim rynkiem fotowoltaiki, w szczególności o jednej oczywistej różnicy, jaką jest różny okres wsparcia dla wytwórców w instalacjach OZE w Niemczech (20 lat) i w Polsce (15 lat).

**Wykres 1. Różnice między Polską a Niemcami, jakie powinny być odzwierciedlone w wysokości ceny referencyjnej dla instalacji PV w Polsce**



Źródło: Opracowanie własne

Analizując pozostałe różnice między Polską i Niemcami, dochodzimy do wniosku, że cena referencyjna dla fotowoltaiki, jeżeli mielibyśmy wziąć jako punkt odniesienia rynek niemiecki, powinna wynieść 597 zł/MWh. Wynika to z przyjęcia następujących zmiennych:

#### 1) Różny okres wsparcia (15 vs. 20 lat)

Proste przekształcenie modelu z 20 letniego modelu niemieckiego przy cenie 473 zł/MWh na 15 letni okres wsparcia w modelu polskim pokazuje, że cena referencyjna w Polsce musi być o prawie 50 zł wyższa, żeby doprowadzić do porównywalności modelu (przyjmując że brak jest różnic między krajami). Ta gigantyczna różnica sprawia, że można odnieść wrażenie, że polski ustawodawca uważa, że taka sama cena referencyjna w sąsiadujących krajach może być ustalona zarówno dla 15 letniego jak i 20 letniego okresu wsparcia, co jest wielkim błędem. Jako potwierdzenie naszych kalkulacji załączamy wydruk z modelu finansowego, jak i arkusz kalkulacyjny programu Excel.

## 2) Większy koszt jednostkowy CAPEX/MWp w Polsce niż w Niemczech

W Polsce koszt jednostkowy elektrowni PV będzie wyższy niż w Niemczech, spowodowane jest to faktem, że w Niemczech budowane są głównie instalacje większe o mocy zdecydowanie przekraczającej 1 MW, podczas gdy w Polsce analizujemy cenę dla instalacji o mocy do 1 MW. Udział kosztów stałych (przyłącze, stacja transformatorowa, koszty zorganizowania budowy, planowania i rozwoju projektu) sprawia, że koszt jednostkowy na MW musi być wyższy w Polsce niż w Niemczech. Dodatkowo, mamy wrażenie, że przy wyznaczaniu poziomu CAPEX, zapomniano o tak ważnym elemencie kosztu jakim jest koszt rozwoju (dewelopmentu) projektu – w przypadku projektów fotowoltaicznych oceniamy ten koszt na kwotę około 200 000 zł. Uwzględnienie tej różnicy sprawia, że koszt LCOE (cena referencyjna) powinien wzrosnąć o ok. 22 zł w stosunku do poziomu, który zakładana Rozporządzenie.

## 3) Ryzyko walutowe – koszt instrumentu zabezpieczającego

Obliczając CAPEX w oparciu o kurs 4,17, czy też 4,00 nie bierzemy pod uwagę ryzyka kursowego, na jakie narażeni są inwestorzy zamierzający realizować projekt PV - jako, że duża część elementów wchodzących w skład instalacji PV jest obecnie wyceniana w EUR (jest to standard branżowy) inwestorzy są narażeni na ryzyko walutowe. Przyjmując, że inwestorzy będą chcieli zabezpieczyć ryzyko kursowe, wyliczyć należy CAPEX w oparciu o kurs forward PLN/EUR, przy uwzględnieniu różnic w stopach procentowych obu krajów. Kurs forward z realizacją 6 miesięczną, przy kursie bazowym SPOT 4,17 PLN/EUR wyniósłby obecnie 4,1967 PLN/EUR, co prowadzi do kolejnej różnicy, o którą należałoby dostosować cenę referencyjną, czyli około 3 zł/MWh.

## 4) Ryzyko kraju – różnica w stopach procentowych Polska vs. Niemcy

Kolejną oczywistą różnicą między Polską a Niemcami są koszty finansowania będące po części wyrazem różnicy ryzyka kraju i związanych z tym oczekiwań inwestorów. W celu wyliczenia użyliśmy różnicy między stopą wolną od ryzyka dla Polski i Niemiec będącą pochodną ratingu krajowego i rentowności obligacji skarbowych (country risk - Niemcy 0,00%, country risk Polska - 1,28%).

## AD. D) ZŁOŻENIE NIEAKCEPTOWALNEJ DLA INWESTORÓW STOPY ZWROTU

Na koniec niniejszego opracowania, warto przytoczyć chyba najważniejszy argument wskazujący na potrzebę rewizji zaproponowanych cen referencyjnych dla technologii fotowoltaicznej. Przyjęta stopa zwrotu na poziomie 5%, będzie nieakceptowalna dla inwestorów zarówno polskich jak i zagranicznych. Powód dla takiej decyzji jest bardzo prosty, wystarczy porównać stopy zwrotów z analogicznych projektów w innych krajach. Na przykład wg. danych z rynku Wielkiej Brytanii, średnia stopa zwrotu na projektach fotowoltaicznych kształtuje się na poziomie 7,5%. Wielka Brytania jest dużym rynkiem rozwiniętym, w którym system aukcyjny dla OZE działa i dla którego sporządzono profesjonalne opracowania dotyczące wymaganej stopy zwrotu dla poszczególnych technologii OZE, w tym fotowoltaiki, dlatego też należy uznać, iż ceny referencyjne zaproponowane przez MG odstraszą profesjonalnych inwestorów.

## WNIOSKI

**Należy zatem bardzo wyraźnie podkreślić, że ceny referencyjne ustalone dla instalacji fotowoltaicznych o mocy do 1 MWp na poziomie 465 zł/MWh są zdecydowanie za niskie, aby ta dziedzina OZE miała szansę się w Polsce rozwinąć. Jedyną możliwością by fotowoltaika w Polsce się rozwinęła jest ustalenie cen referencyjnych dla instalacji fotowoltaicznych na wyższym poziomie, tj. około 597 zł /MWh.**

Według naszej opinii, nie można dopuścić do ustalenia cen referencyjnych na zbyt niskim poziomie, gdyż projekty, które wygrały aukcje nigdy nie zostaną zrealizowane ze względu na brak możliwości ich finansowania (jeśli w ogóle znajdują się podmioty zainteresowane udziałem w aukcjach przy tak niskich cenach referencyjnych).

Zbyt niska cena referencyjna przeszkadzać będzie w ustaleniu najbardziej efektywnych ekonomicznie cen aukcyjnych. Inwestorzy lub deweloperzy będą ustalać ceny aukcyjne na zbyt niskim poziomie na zasadzie presji cenowej stworzonej przez sztucznie ograniczającą cenę referencyjną. Gdy ceny referencyjne będą określone na wyższym poziomie, nie będą przeszkadzać w ustaleniu najbardziej efektywnej ekonomicznie ceny aukcyjnej dla konkretnego projektu, a ceny aukcyjne będą wynikiem wyważonych decyzji inwestorów. Celem cen referencyjnych powinno być ustalenie punktu odniesienia i ograniczanie liczby ofert ze zbyt wysokimi cenami aukcyjnymi, a nie wywieranie presji decyzyjnej na inwestorów.

Co więcej, zbyt niska cena referencyjna sprawi, że inwestorzy będą odkładać realizację projektów na później w oczekiwaniu na spadek kosztów technologii. Inwestorzy będą kierować się spekulacjami – przez zaniżone ceny referencyjne będą zakładać w kalkulacjach spadek ceny technologii w przyszłości, przez co po wygraniu aukcji będą opóźniali jego realizację w oczekiwaniu na spadek nakładów inwestycyjnych technologii. Przy cenach referencyjnych ustalonych na bardziej optymalnym poziomie, inwestorzy w celu ustalenia ceny aukcyjnej będą brać pod uwagę realne do osiągnięcia parametry każdego projektu – po wygraniu aukcji będą zainteresowani szybką jego realizacją, aby ograniczyć koszt alternatywny nierealizowania projektu i niewykorzystania kapitału. Dzięki temu projekty będą realnie powstawać, a nie będą „zawieszane w próżni”.

Przy cenach aukcyjnych opartych na wyśrubowanych założeniach i pochopnych decyzjach spekulacyjnych dawcy finansowania – zarówno kapitałowego jak i dłużnego – w tym banki nigdy nie podejmą decyzji o wejściu w takie projekty. Zbyt niskie ceny referencyjne doprowadzą do sytuacji, w której projekty OZE nie będą realizowane przez zbyt duże ryzyko, przy zbyt niskiej stopie zwrotu i problemy ze sfinansowaniem projektów, np. poprzez finansowanie kredytem bankowym. **Główny cel Polski w zakresie udziału OZE w miksie energetycznym do 2020 r. nie zostanie zrealizowany a wieloletnie prace nad systemem wsparcia OZE pójdą na marne.**

## ŹRÓDŁA

Niniejszy materiał analityczny oraz załączniki do niego zostały przygotowane przy wykorzystaniu następujących materiałów źródłowych:

1. System do szacowania produktywności paneli fotowoltaicznych: PVSyst Photovoltaic Software (<http://www.pvsyst.com/en/>)
2. MeteoNorm Software – irradiation software and data (<http://meteonorm.com/en/features>)
3. Dane źródłowe rzeczywistej produkcji energii elektrycznej z instalacji Kolno II w ramach kompleksu elektrowni słonecznych Podlasie Solar Park
4. Karta katalogowa modułów Yingli Solar
5. Karta katalogowa modułów Hanwha Qcells
6. Karta katalogowa modułów REC
7. Kurs walut na podstawie NBP
8. Kursy stóp procentowych na podstawie EUROSTAT
9. Szacunek spreadów stopy procentowej na podstawie metodologii: New York University, Stern School of Business
10. Modele LOCE przygotowane przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej dla instalacji fotowoltaicznych w warunkach nasłonecznienia Polski
11. „Discount Rates for low carbon and renewable generation technologies” Oxera Consulting Ltd 2011, s. 21; za: <http://www.oxera.com/Oxera/media/Oxera/downloads/reports/Oxera-report-on-low-carbon-discount-rates.pdf?ext=.pdf>