

## **Niemiecka polityka wsparcia PV – zmiany i wyzwania**

**Autor: dr Karolina Jankowska - Centrum Badań Polityki Ekologicznej, Wolny Uniwersytet w Berlinie**

(„Czysta Energia” – nr 2/2013)

**W ciągu ostatniej dekady Niemcy stały się światowym liderem we wspieraniu i rozwoju fotowoltaiki.**

Niemal połowa (45%) światowej mocy w fotowoltaice zainstalowana jest obecnie w Niemczech (25 GW). Od czasu przyjęcia ustawy o odnawialnych źródłach energii Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) w 2000 r. oraz jej nowelizacji w 2004 r. w Niemczech można było zaobserwować znaczący rozwój wykorzystania fotowoltaiki w celu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną<sup>1</sup>. W tym czasie obniżyły się koszty przetworzenia energii słońca w energię elektryczną. Podczas gdy w 2000 r. taryfa stała dla fotowoltaiki PV wynosiła 50 ct/kWh, obecnie w wielu regionach Niemiec, po wprowadzeniu ostatnich modyfikacji w EEG, taryfa ta jest niższa niż cena detaliczna energii elektrycznej. Tym samym jeden z najbardziej istotnych celów EEG, czyli redukcja kosztów produkcji energii z OZE, został w odniesieniu do PV osiągnięty. Nie oznacza to jeszcze pełnego grid parity, czyli osiągnięcia konkurencyjności PV ze źródłami konwencjonalnymi, zarówno pod względem ceny detalicznej, jak i hurtowej energii elektrycznej, które zależą od wielu dodatkowych czynników. Można już jednak mówić o pewnym przełomie w polityce wsparcia PV w Niemczech, gdyż obserwowane obecnie modyfikacje oraz rozwój cen PV zmuszają do zastanowienia, jaki mechanizm najlepiej służyłby osiągnięciu pełnego grid parity oraz integracji rynkowej PV, jak również czym powinien zostać zastąpiony feed-in tariff w przyszłości.

### **Mechanizm wsparcia OZE w Niemczech**

Niemcy oparły swój system wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii na mechanizmie feed-in tariff. Spośród wszystkich rodzajów systemów wsparcia na świecie ten okazał się najlepszy pod względem stymulowania rozwoju produkcji i wykorzystania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł<sup>2</sup>. Dlatego, jak dotychczas, ponad 40 państw lub regionów na świecie zaadaptowało w bardziej lub mniej zmienionej formie mechanizm feed-in tariff, mimo że nie zawsze w tak skuteczny sposób jak w Niemczech<sup>2</sup>. Rozwiązanie to wszędzie doprowadziło do znaczenie szybszego i bardziej zrównoważonego rozwoju OZE niż pozostałe mechanizmy wsparcia<sup>2</sup>.

Podstawowe cele feed-in tariff to stworzenie efektywnego ekonomicznie mechanizmu finansowania produkcji energii z OZE, zapewniającego bezpieczeństwo inwestycyjne. Dobrze skonstruowany mechanizm feed-in tariff powinien zawierać następujące elementy<sup>1,2</sup>:

- ustalenie, które technologie oraz rodzaje instalacji (np. w wypadku PV instalacje na dachach czy wolno stojące) powinny otrzymać wsparcie,

- określenie transparentnej metodologii obliczania taryfy stałej (feed-in rate), wypłacanej producentom odnawialnych energii na bazie kosztów produkcji z różnych technologii,
- ustalenie zróżnicowanych pod względem technologii oraz wielkości instalacji taryf stałych, które będą wystarczającym bodźcem dla producentów odnawialnych energii oraz okażą się akceptowalne dla odbiorców końcowych (pokrywających ostatecznie koszty taryf stałych),
- wskazanie długości okresu wypłacania taryfy stałej (zazwyczaj 20 lat), jak również jej corocznej degresji, co zapewnia producentom odnawialnych energii bezpieczeństwo inwestycyjne oraz bodziec do redukcji kosztów technologii,
- zobowiązanie operatora sieci do nabycia całej ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w odnawialnym źródle,
- przyznanie pierwszeństwa w dostępie do sieci energii elektrycznej z odnawialnych źródeł,
- zobowiązanie operatora sieci do podłączenia instalacji odnawialnych źródeł energii do sieci oraz ewentualnej modernizacji i rozbudowy sieci, jeśli zajdzie taka potrzeba.

### **Ustawy o OZE – StrEG i EEG**

Po raz pierwszy feed-in tariff wprowadzono w Niemczech w 1990 r. w ramach ustawy Stromeinspeisungsgesetz (StrEG). Taryfa stała dla PV została ustalona na poziomie 90% detalicznej ceny energii elektrycznej, co oznacza, że w ciągu dekady cena ta zawierała się w przedziale 8,45-8,84 ct/kWh<sup>3</sup>. Koszty taryfy stałej były pokrywane regionalnie przez lokalne przedsiębiorstwa energetyczne. Począwszy od 1998 r., opłacały one jedynie koszty taryfy stałej do 5% udziału odnawialnej energii na ich terytorium, pozostałe koszty były rozdzielone na odbiorców końcowych energii przez przedsiębiorstwa sieciowe. Mogły one ponadto zostać zwolnione z zakupu odnawialnych energii, jeśli prowadziłyby to do zbyt dużego wzrostu kosztów energii dla odbiorców końcowych. Wsparcie PV w ramach StrEG było jednak niewystarczające, aby doprowadzić do rozwoju tej branży<sup>4</sup>. Krótkotrwały rozwój PV był w tamtym okresie przede wszystkim rezultatem wprowadzonego już w 1989 r. programu 1000 dachów solarnych, który jednak zakończył się w 1995 r.<sup>4</sup>.

Dopiero ustawa EEG przyniosła znaczące zmiany. Wprowadziła ona taryfy stałe dla różnych technologii OZE, odpowiadające w przybliżeniu ich kosztom produkcji, oddzielając tym samym wielkość taryfy stałej od ceny detalicznej energii elektrycznej. W rezultacie taryfa stała wypłacana producentom energii z PV była większa niż w ramach ustawy StrEG<sup>1</sup>. Dodatkowo wprowadzono dwudziestoletnią gwarancję wielkości taryfy stałej, która ulegała corocznej degresji o 5%, co wynikało z prognozy redukcji kosztów systemów fotowoltaicznych w kolejnych latach. Ustalono, że taryfa stała ma być poddawana rewizji co cztery lata, aby sprawdzić, czy jej wielkość jest zarówno wystarczającym bodźcem do inwestycji, jak i redukcji kosztów technologii. Regionalny mechanizm finansowania kosztów taryfy stałej został zastąpiony krajowym, w ramach którego wszyscy konsumenci energii elektrycznej w Niemczech płacą w cenie energii elektrycznej tzw. EEG-Umlage (przemysł energochłonny otrzymał zwolnienia z tej opłaty), która jest różnicą między sumą opłat taryfy

stałej dla producentów energii z OZE a ceną hurtową energii elektrycznej. Po wprowadzeniu EEG producenci energii PV otrzymali w 2001 r. taryfę stałą wynoszącą 0,99 DM/kWh (~0,51/ct/kWh)<sup>3</sup>. Dodatkowo od 1999 r. można było ubiegać się o nieoprocentowaną pożyczkę w ramach programu 100 000 dachów solarnych.

Początkowo EEG wprowadziła jednak ograniczenie dla rozwoju PV w postaci górnej granicy zainstalowanej mocy rzędu 350 MW w celu zmniejszenia kosztów feed-in tariff, ale już w czerwcu 2002 r. granica ta została podwyższona do 1000 MW<sup>3</sup>. Ze względu na znaczący rozwój rynku fotowoltaiki w latach 2002 i 2003 Federalne Ministerstwo Gospodarki prognozowało spory spadek ceny systemów PV, sugerując tym samym, iż począwszy od 2004 r., fotowoltaika powinna być wspierana jedynie w ramach EEG<sup>4</sup>. Jednakże bez dofinansowania z programu 100 000 dachów solarnych PV byłaby nieopłacalna. Dlatego konieczna była nowelizacja EEG. Weszła ona w życie w 2004 r. – rok przed ustawową rewizją EEG. Zwiększyła ona wielkość taryfy stałej dla PV, która została zróżnicowana ze względu na wielkość instalacji oraz jej rodzaj (montowane na fasadach, na dachach lub wolno stojące)<sup>3</sup>. Zniesiono ograniczenie dla rozwoju fotowoltaiki dla instalacji 1000 MW zainstalowanej mocy<sup>3</sup>. Degresja roczna została zachowana na poziomie 5%, poza degresją dla wolno stojących systemów, którą ustalono na poziomie 6,5%<sup>3</sup>.

Kolejna planowa rewizja EEG nastąpiła w czerwcu 2008 r. Głównym powodem wprowadzonych zmian w EEG był gwałtowny spadek cen modułów PV oraz potrzeba redukcji kosztów rozwoju wykorzystania tej technologii dla odbiorców końcowych. Rezultat rewizji stanowiło zmniejszenie taryf stałych dla PV (ale tylko dla systemów o mocy maksymalnie 30 kW). Nowe taryfy weszły w życie w 2009 r.<sup>3, 5</sup>. Wprowadzono również pierwsze bodźce finansowe na rzecz konsumpcji własnej energii elektrycznej z instalacji PV w postaci taryfy stałej<sup>3</sup>. Kolejną istotną zmianą była decyzja o konieczności wdrożenia mechanizmu zarządzania wielkością zainstalowanej mocy w postaci tzw. korytarza albo elastycznego systemu degresji, zgodnie z którym taryfa stała dla PV miała od tego czasu ulegać zmniejszeniu co roku na podstawie odniesienia do mocy zainstalowanej w roku poprzednim<sup>3</sup>. W nowelizacji znalazła się prognoza wielkości mocy zainstalowanej w poszczególnych latach (1500 MW w 2009 r., 1700 MW w 2010 r. oraz 1900 MW w 2011 r.), której spełnienie skutkowało degresją taryfy stałej w następnym roku o 6,5%, natomiast przekroczenie lub niespełnienie – (dodatkową) degresją o wielkości 1%<sup>3</sup>. Nowelizacja EEG z 2008 r. wprowadziła również pierwszy instrument mający przysłużyć się integracji rynkowej odnawialnych energii poprzez ich bezpośrednią sprzedaż na rynku hurtowym – tzw. Grünstromprivileg. Dzięki niemu producenci energii z OZE mogli od 2009 r. otrzymać zwolnienie z całości EEG-Umlage, jeśli sprzedali przynajmniej 50% wyprodukowanej energii na rynku hurtowym, a przynajmniej 20% z tego pochodziło z energii wiatrowej lub PV.

### **Zmiany w EEG od 2010 r.**

W 2010 r. rząd niemiecki przeprowadził kolejną, nieprzewidzianą ustawowo rewizję EEG, ze względu na dalszy spadek cen systemów PV oraz znacznie szybszy niż prognozowany wzrost zainstalowanej mocy. W lipcu 2010 r. przyjęto zmiany w EEG wprowadzające redukcję taryfy stałej dla systemów PV na budynkach o 13%, dla instalacji naziemnych o 8-12%, a w październiku tego samego roku – dla wszystkich systemów o 3%<sup>3, 6</sup>.

W ramach EEG przewidziano również korytarz degresji na rok 2011. Wprowadzono osiem nowych granic ekspansji PV, mianowicie < 1,5 MW, < 2,0 MW, < 2,5 MW, < 3,5 MW, > 3,5

MW, > 4,5 MW, > 5,5 MW oraz > 6,5 MW<sup>6</sup>. Przekroczenie każdej z nich miało oznaczać degresję wielkości 1%, poczynając od degresji wielkości 6% dla mocy < 1,5 MW<sup>6</sup>.

Ustalenia te jednak nie obowiązywały długo, gdyż już w lutym 2011 r. rząd zmienił harmonogram degresji w taryfie stałej dla PV na lata 2011 i 2012. Wdrożenie dodatkowej, planowanej pierwotnie na 1 stycznia 2012 r. degresji dla systemów na budynkach zostało przyspieszone i nastąpiło 1 lipca 2011 r.<sup>7</sup>. Ustalenie degresji na 2012 r. miało nastąpić w dwóch terminach – 1 lipca 2011 r. i 1 stycznia 2012 r. Degresja miała wynieść maksymalnie 15% w połowie 2011 r. oraz między 1,5% i 24% w 2012 r.<sup>8</sup>.

30 czerwca 2011 r. parlament niemiecki przyjął kolejną nowelizację EEG, mającą na celu zwolnienie tempa rozwoju rynku PV oraz poprawienie integracji rynkowej energii produkowanej w tej technologii. Kolejne dopasowanie degresji taryfy stałej do wzrastającej mocy w PV zostało podjęte w połowie roku. Ponadto ustalono górną granicę zainstalowanej mocy PV na poziomie 52 GW PV, po przekroczeniu której konieczna będzie zmiana polityki wsparcia (lub odejście od niej) tej technologii, oraz zredukowano tzw. Grünstromprivileg (zwolnienie tylko do 2 ct/kWh, ale maksymalnie to wielkości EEG-Umlage). Jednak najważniejszą modyfikacją było wprowadzenie nowej opcji wsparcia dla OZE (nie tylko PV) w postaci tzw. premii rynkowej (Marktprämie), jako opłaty dodatkowej do hurtowej ceny energii elektrycznej, mającej motywować do bezpośredniej sprzedaży produkowanej energii na rynku hurtowym i tym samym dopasowania produkcji do podaży. Producenci nie muszą się jednak decydować na stałe przejście do modelu premii rynkowej i po miesiącu wrócić do otrzymywania wsparcia w formie taryfy stałej.

W czerwcu 2012 r. rząd niemiecki podjął decyzję o dalszych redukcjach taryf stałych dla PV. Wszystkie zostały wstępnie zmniejszone o 15% z mocą wsteczną od 1 kwietnia. Natomiast od 1 kwietnia do 1 maja najwyższą taryfę stałą w wysokości 19,5 ct/kWh otrzymywały systemy mniejsze niż 10 kW, najniższą, 13,5 ct/kWh, systemy wolno stojące<sup>5</sup>. Następnie od maja do października taryfy stałe były zmniejszane miesięcznie o 1%<sup>5</sup>. Od listopada ub.r. do obliczenia degresji, której wielkość jest dopasowywana co trzy miesiące, brana jest pod uwagę moc zainstalowana w ostatnich dwunastu miesiącach, pomijając ostatni miesiąc, który służy do wykonania obliczeń przez Federalną Agencję Sieciową (Bundesnetzagentur). Jeśli zainstalowana w danym czasie moc w PV przekroczy 2,5-3,5 MW, degresja ma wzrastać. Zakres degresji ma pozostać na poziomie 2,5-3,5 MW do czasu, aż w Niemczech zostaną zainstalowane 52 GW w systemach PV<sup>9</sup>. Wówczas nowe instalacje nie będą już uprawnione do otrzymywania taryfy stałej<sup>5</sup>.

Pozostałe zmiany, jakie zostały wprowadzone w ramach nowelizacji EEG w ub.r., dotyczą poprawy integracji rynkowej PV. Nowe instalacje na budynkach albo ochronach dźwiękowych o mocy > 10 kW i < 1 MW mogą otrzymywać taryfę stałą jedynie dla 90% wyprodukowanej energii elektrycznej w roku kalendarzowym. Dodatkowo przetwarzający energię w systemach PV mają teraz obowiązek zapewnienia technicznej możliwości wyłączenia instalacji w okresie zagrożenia dla stabilności sieci, czego koszty w połowie pokrywają odbiorcy końcowi energii elektrycznej<sup>9</sup>.

## **Bilans i wyzwania**

EEG okazała się wielkim sukcesem, jeśli chodzi o rozwój rynku PV w Niemczech. Dzięki niej kraj ten stał się światowym liderem w wytwarzaniu energii elektrycznej z PV. Rozwój ten

przyniósł spore ekonomiczne korzyści, takie jak powstawanie nowych miejsc pracy przy produkcji i instalowaniu modułów, a także planowaniu instalacji (w 2008 r. było ich 50 000) oraz wpływów do budżetu państwa (3 miliardy euro z podatków w 2008 r.)<sup>10</sup>. Dodatkowo przyczynił się on do redukcji emisji gazów cieplarnianych i ochrony środowiska, uniknięcia importu energii oraz oszczędności w ramach kosztów energii elektrycznej w wyniku efektu merit order, który powoduje, że im więcej energii produkuje się z odnawialnych źródeł, tym niższa jest cena hurtowa energii elektrycznej. Istotnym celem EEG w odniesieniu do PV było przy tym zmniejszanie kosztów technologii i tym samym dążenie do uzyskania przez energię elektryczną produkowaną w systemach PV konkurencyjności wobec źródeł konwencjonalnych (grid parity) wraz z ich stopniową integracją rynkową. Obecnie taryfa stała dla PV jest niższa niż cena detaliczna energii elektrycznej, więc teoretycznie grid parity tej technologii w stosunku do ceny detalicznej został osiągnięty. Praktycznie zależy on jednak od wielu dodatkowych czynników, takich jak koszty instalacji, ilość wyprodukowanej energii elektrycznej oraz cena detaliczna energii elektrycznej w danym regionie.

Grid parity w stosunku do ceny hurtowej energii elektrycznej nastąpi prawdopodobnie znacznie później niż w przypadku odniesienia do ceny detalicznej, gdyż ze względu na efekt merit order jest on nieustannie odsuwany w czasie (im więcej energii elektrycznej jest produkowanej z odnawialnych źródeł, tym niższa jej cena hurtowa). Prawdopodobnie dobrym rozwiązaniem tego problemu byłoby ustalenie innego odnośnika dla odnawialnych energii, np. ceny budowy nowej elektrowni konwencjonalnej. Równie ważne pytanie, wynikające z faktu rychłego uzyskania grid parity (w każdym razie na rynku detalicznym) przez fotowoltaikę (jak również inne odnawialne energie), brzmi: czy i jak wspierać rozwój OZE po osiągnięciu ich pełnej konkurencyjności, zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym? Sensowne może się okazać nawet tymczasowe zachowanie elementów feed-in tariff wraz niższymi taryfami niż cena detaliczna energii elektrycznej, ze względu na możliwość zapewnienia w ten sposób bezpieczeństwa inwestycyjnego, przy jednocześnie niższych kosztach dla konsumentów. Mimo to, głównym priorytetem pozostaje integracja rynkowa PV (i innych OZE) oraz zwiększenie konsumpcji własnej producentów z tej technologii. Przy tym istotne jest również zapewnienie mechanizmów stabilności systemu elektroenergetycznego, w którym coraz większą rolę odgrywają takie źródła jak fotowoltaika, a w ich przypadku produkcja ulega dobowym i sezonowym wahaniom. Dyskutowane są obecnie dwa modele rozwiązań dla tego problemu: rynek zdolności wytwórczych (capacity market) oraz rezerwa strategiczna, przy jednoczesnym rozwoju technologii umożliwiającej fotowoltaice elastyczne dopasowanie się do zmiennej podaży.

---

## Źródła

1. Jankowska K., Schreurs M., Ciach R.: *Lessons for Poland? Germany's Experiences with Renewable Electricity in: Warsaw Technical University. Renewable energy – new technologies and ideas.* 2008.
2. Mendonça M., Jacobs D., Sovacool B.: *Powering the Green Economy. The Feed-in Tariff Handbook.* Earthscan. London 2010.

3. DB Climate Change Advisors: *The German Policy Feed-In Tariff for PV. Managing Volume Success with Price Response*. Deutsche Bank Group. 2011.
4. Hirschl B.: *Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt*. VS Research. Wiesbaden 2008.
5. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Novellierung des EEG 2012 durch die PV-Novelle*. Online. Accessed on 11th December 2012 under: [www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/pv-novelle\\_2012/doc/48542.php](http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/pv-novelle_2012/doc/48542.php).
6. Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V.: *EEG-Novelle 2010 beschlossen*. Online. Accessed on 8th of December 2012 under: [http://www.sfv.de/artikel/eeg-novelle\\_2010\\_beschlossen.htm](http://www.sfv.de/artikel/eeg-novelle_2010_beschlossen.htm).
7. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety: *Zusammenfassung der wichtigsten Änderungen durch die PV-Novelle*. Online. Accessed on 9th of December 2012 under: [www.erneuerbare-energien.de/english/current\\_press\\_releases/pm/47055.php](http://www.erneuerbare-energien.de/english/current_press_releases/pm/47055.php).
8. Kabinett: *Änderungsantrag zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Kabinettsbeschluss*. Online. Accessed on 9th of December under: [www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/46976.php](http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/46976.php).
9. DB Climate Change Advisors: *The German Feed-In Tariff: Recent Policy Changes*. Deutsche Bank Group. 2012.
10. SolarServer: *Das Internetportal zur Sonnenenergie. BSW-Solar: Steuereinnahmen aus der Photovoltaik-Industrie sind höher als die Solar-Förderung*. Online. Accessed on 10 January 2013 under: [www.solarserver.de/news/news-11520.html](http://www.solarserver.de/news/news-11520.html).