



Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

# Generacja rozproszona

## w nowoczesnej polityce energetycznej

- wybrane problemy i wyzwania

Warszawa 2012



Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

# Generacja rozproszona

## w nowoczesnej polityce energetycznej

– wybrane problemy i wyzwania

Warszawa 2012

---

---

**Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej**  
(wybrane problemy i wyzwania)

Zespół redakcyjny: Jan Rączka, Mariusz Swora, Wojciech Stawiany



Dorobek Forum „Energia – Efekt – Środowisko” w wersji multimedialnej (zapowiedzi i kronika spotkań, prezentacje, referaty, wypowiedzi, dyskusja) dostępny jest na stronie: <http://forumees.pl/>



**Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej**

02-673 Warszawa, ul. Konstruktorska 3 a

tel. +48 (22) 45 90 100

E-mail: [fundusz@nfosigw.gov.pl](mailto:fundusz@nfosigw.gov.pl)

[www.nfosigw.gov.pl](http://www.nfosigw.gov.pl)

ISBN: 978-83-934797-4-0

Projekt, DTP, druk: Pracownia C&C

# Szanowni Państwo! Drodzy Czytelnicy!

Oddajemy do Waszych rąk publikację Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej zatytułowaną „**Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej – wybrane problemy**”.

Znajdziecie w niej Państwo kilkanaście artykułów (których autorami są specjaliści – praktycy i teoretycy) poświęconych tematyce generacji rozproszonej, ale oczywiście jej nie wyczerpującej. Problematyka publikacji to dziedzina kompleksowa, w artykułach znajdziecie więc Państwo, w odpowiednich rozdziałach, rozważania prawne, ekonomiczne i techniczne. Autorzy, za co im serdecznie dziękujemy, przedstawili w przygotowanych artykułach swoje doświadczenia w tym obszarze oraz zarysowali perspektywy rozwoju mikrogeneracji (rozproszonych źródeł energii) w nowoczesnych projektach i rozwiązaniach energetycznych, które będą realizować nowoczesną wizję polskiej gospodarki.

Artykuły zawarte w publikacji są w swej dużej części (choć nie tylko) efektem projektu realizowanego przez NFOŚiGW Forum „**Energia – Efekt – Środowisko**”, w którym (na pięćdziesiąt pięć spotkań Forum EEŚ) tematy generacji rozproszonej i pokrewne były poruszane kilkanaście razy.

Niektórych z Państwa może dziwić podjęcie przez NFOŚiGW tej problematyki, ale to właśnie energetyka – odnawialne źródła energii, efektywność energetyczna (w tym inteligentne sieci energetyczne), energooszczędność w budownictwie, to nowe obszary naszego działania. Obszary te, wpisujące się w dokumenty polityczne i strategiczne, w szczególności w strategię średniookresową **Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko** oraz **Wspólną Strategię Działania Narodowego Funduszu i wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej na lata 2013 – 2016 z perspektywą do roku 2020**, będą z całą pewnością, już w najbliższym czasie, poszerzane i rozwijane.

Dla rozwoju nowych obszarów działania oraz optymalizacji efektów ekologicznych i energetycznych przyczynią się niewątpliwie, wdrażane z udziałem środków NFOŚiGW, innowacyjne (a więc z udziałem nowych technik i technologii) projekty: rozproszonych odnawialnych źródeł energii, zrównoważonego zarządzania energią, inteligentnych sieci energetycznych – inteligentnych osiedli, dzielnic, miast.

W VI rozdziale umieściliśmy (w niezmienionej formie w języku angielskim) artykuły naszych kolegów z Japonii i Stanów Zjednoczonych, którzy uczestniczyli w pracach Forum EEŚ.

Życzymy ciekawej lektury i zapraszamy do uczestnictwa w kolejnych spotkaniach Forum „**Energia – Efekt – Środowisko**”.

Jan RĄCZKA, Mariusz SWORA, Wojciech STAWIANY



# Spis treści

## I. Generacja rozproszona – zagadnienia ogólne

1. Jan Popczyk – Jak zapewnić ochronę bezpieczeństwa energetycznego Polski do 2020 roku oraz uniknąć *stranded costs* w horyzoncie roku 2030 i później . . . . . 8
2. Krzysztof Żmijewski – Rewolucja energetyczna od kuchni – o rozwoju energetyki prosumenckiej w Polsce. . . . . 21
3. Mariusz Kłos – Generacja rozproszona w krajowym systemie elektroenergetycznym – korzyści i problemy. . . . . 29
4. Henryk Kaliś – Czy przemysł jest zainteresowany generacją rozproszoną? . . . . . 34
5. Robert Zajdler – Społeczna akceptacja inwestycji w generację rozproszoną na przykładzie inwestycji w farmy wiatrowe w niektórych państwach członkowskich Unii Europejskiej . . . . . 38

## II. Generacja rozproszona – ekonomika

1. Tomasz Żylicz – Ekonomia wobec wspierania odnawialnych źródeł energii. . . . . 46
2. Jan Rączka – OZE – Regulatory fiction . . . . . 51
3. Andrzej Wisniewski – Korzyści energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe stosowania technologii mikro-trigeneracji w rozproszonych źródłach energii . . . . . 56

## III. Generacja rozproszona – technologie

1. Maciej Nowicki – Perspektywy rozwoju technologii fotowoltaicznych . . . . . 64
2. Józef Paska – Hybrydowe układy wytwórcze i mikrosieci sposobem na rozwój generacji rozproszonej . . . . 69

## IV. Generacja rozproszona – ochrona środowiska, efektywność energetyczna

1. Joanna Maćkowiak-Pandera – Oddziaływanie energetyki rozproszonej na środowisko jako istotny element procesu inwestycyjnego . . . . . 80
2. Marcin Jarnut, Grzegorz Benysek – Poprawa efektywności energetycznej budynków przy wykorzystaniu mikroźródeł OZE oraz CHP . . . . . 86
3. Mieczysław Wrocławski – Jak sprostać negatywnym wpływom zmienności wytwarzanej energii elektrycznej z OZE? . . . . . 95

## V. Inteligentne sieci energetyczne

1. Mirosław Pytliński – Amsterdam: kształtowanie modelu inteligentnego miasta przy udziale wytwarzania rozproszonego . . . . . 104
2. Mariusz Swora – Inteligentne sieci, czyli energetyka w społeczeństwie informacyjnym . . . . . 110
3. Robert Zasina – Budowa inteligentnej sieci odpowiedzią na rozwój rozproszonych źródeł wytwórczych . . 115
4. Tadeusz Skoczkowski – Mapa drogowa usług związanych z inteligentnymi systemami pomiarowymi dla Polski . . . . . 122
5. Wojciech Stawiany – Program priorytetowy NFOŚiGW Inteligentne Sieci Energetyczne otwiera nowe obszary działania i wspomaga rozwój energetyki rozproszonej . . . . . 127

## VI. Smart Grids

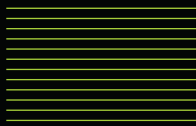
(artykuły oryginalne przekazane przez współpracujących specjalistów zagranicznych)

1. Praca zbiorowa – Japan's smart grid – related activities and the role of the Japan Smart Community Alliance (JSCA) . . . . . 134
2. Edith Pike-Biegunska, Frederick Weston – Virtual Power Plants: A complementary Policy to Support Poland's Renewable Energy Objectives . . . . . 141





Generacja rozproszona –  
**zagadnienia ogólne**





# Jak zapewnić ochronę bezpieczeństwa energetycznego Polski do 2020 roku oraz uniknąć *stranded costs* w horyzoncie 2030 i później<sup>1</sup>

Jan Popczyk

**Streszczenie.** W artykule przeprowadza się tezę, że planowane w Polsce inwestycje w energetykę jądrową i węglową prowadzą do bardzo dużego ryzyka kosztów osieroconych po 2020 roku. Jako pożądaną strategię rozwojową dla energetyki (całej) rekomenduje się (wraz z uzasadnieniem): działania na rzecz efektywności energetycznej (budownictwo i transport) oraz zintensyfikowanie wykorzystania lokalnych zasobów energii odnawialnej (w tym rolnictwa energetycznego).

**Jedno pytanie główne, pięć pomocniczych i jedno retoryczne – zamiast wstępu.** Pytanie główne jest następujące: dlaczego w sytuacji, która nie wymaga już politycznej wyobraźni, a tylko elementarnej wiedzy, Polska pozwala kolonizować swoją energetykę przez globalne firmy „doradcze” (konsultingowe), nie tworzy natomiast własnych strategicznych kompetencji w tym obszarze.

Trzy pierwsze pytania szczegółowe, ale nie mniej ważne niż główne, są następujące. Jaki Polska ma interes w wyprowadzeniu za granicę do 2030 roku dominującej części ze 150 mld PLN potrzebnych na budowę 2 elektrowni jądrowych z 2 blokami 1600 MW każda? Drugie pytanie: jaki Polska ma interes w wyprowadzeniu za granicę do 2020 roku bardzo dużej części (ponad połowy) z 80 mld PLN potrzebnych na budowę bloków węglowych o mocy 10 GW, w powiększaniu za ich pomocą do 2060 roku już obecnie bardzo niekorzystnego salda import-eksport węgla (przewaga importu w 2011 roku wyniosła ponad 10 mln ton), a także w zasilaniu budżetu unijnego po 2020 roku opłatami za coraz droższe (o to „zadba” Komisja Europejska) uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>. Trzecie pytanie: jaki Polska ma interes, aby dofinansowywać elektroenergetykę WEK<sup>2</sup> za pomocą współspalania (w 2011 roku nie mniej niż 2 mld PLN), a także dopłat do zamortyzowanych wielkich elektrowni wodnych (w 2011 roku nie mniej niż 1 mld PLN), i petryfikować tę elektroenergetykę za pomocą derogacji (fakt, że elektroenergetyka jest beneficjentem dominującej część darmowych uprawnień do emisji przyznanych Polsce do 2019 roku, które łącznie wynoszą w całym okresie około 405 mln ton, ma bardzo poważne konsekwencje, mianowicie osłabia mechanizmy profektywnościowe)?

Dwa następne pytania szczegółowe (mogłoby ich być więcej) mają inny charakter, w porównaniu z pierwszymi trzema, w szczególności „wychodzą” na całą energetykę (konwergencja energetyki, czyli zacieranie granic między sektorami energetycznymi jest najistotniejszą cechą energetyki promyślniczej). Czwarte pytanie: jaki Polska ma interes w budowaniu presji na kreowanie najbardziej energochłonnego dochodu narodowego w UE? Polska energochłonność PKB kształtuje się na poziomie 1,8 MWh (energii pierwotnej) na tys. € i jest wyższa o około 30% od niemieckiej. Prognozy demograficzne dla Polski i Niemiec są podobne – najbardziej niekorzystne w Europie, mówiące

<sup>1</sup> Artykuł jest analitycznym rozwinięciem zagadnień przedstawionych przez autora w pracach [1, 2].

<sup>2</sup> WEK – wielkoskalowa energetyka korporacyjna (obejmująca cały tradycyjny kompleks paliwowo-energetyczny, w szczególności kopalnie, rafinerie, elektrownie i sieciowe systemy przesyłowe). URE – urzędnicy rozproszonej energetyki (na wszystkich trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła, transportu), w tym smart EV (electric vehicle).

o spadku liczby ludności do 2050 roku o 15%. Problem polega jednak na tym, że niemiecka strategia energetyczna/gospodarcza mówi o redukcji rynku energii pierwotnej o 50% do 2050 roku. W Polsce dominują natomiast korporacyjne polityki „dynamicznego” wzrostu rynków energetycznych). Piąte pytanie: jaki Polska ma interes w podtrzymywaniu najbardziej nieefektywnego systemu wsparcia OZE w Europie? Chodzi o to, że za 15 mld PLN wsparcia, które pochłonął system zielonych certyfikatów od 2005 roku nie została wykreowana żadna polska specjalność technologiczna w obszarze OZE (oprócz wykorzystania tych pieniędzy na finansowanie szkodliwego współspalania i na dopłaty do zamortyzowanych wielkich elektrowni wodnych, o czym była mowa, zostały one przejęte przez zagranicznych dostawców wielkich turbin wiatrowych).

Pytanie retoryczne jest następujące: czy korporacja energetyczna (pytanie dotyczy także innych korporacji) jest wolna od syndromu korporacji TEPCO w Japonii, a jeszcze bardziej drastycznie postawione – od syndromu korporacji piłkarskiej PZPN w Polsce? Dlaczego Polska zmarnowała reformę liberalizacyjną elektroenergetyki z lat 1990÷1995, wpisaną w zmiany ustrojowe? Gdy w dodatku Niemcy realizują konsekwentnie reformę rozpoczętą 8 lat później niż Polska (w 1998 roku weszła w życie ustawa liberalizująca niemiecki rynek energii elektrycznej) i osiągnęły już roczną produkcję energii elektrycznej w źródłach odnawialnych (farmy wiatrowe, biogazownie, fotowoltaika, małe elektrownie wodne) przekraczającą 120 TWh.

Oczywiście, niemieckie zapotrzebowanie na energię elektryczną jest czterokrotnie większe od polskiego, ale to i tak oznacza, że Niemcy osiągając w ostatnich 15 latach ponad 20-procentowy udział energii elektrycznej ze źródeł OZE oddaliły się od Polski o „epokę”. Mianowicie, w Polsce procentowy udział energii elektrycznej ze źródeł OZE – z porównywalnych technologii (a praktycznie z farm wiatrowych, bo przecież mamy tylko śladowy udział źródeł fotowoltaicznych i biogazowych oraz małych elektrowni wodnych) – jest dziesięciokrotnie mniejszy. Spektakularne wyniki w produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych pociągnęły za sobą jeszcze bardziej spektakularne wyniki w redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Mianowicie, Niemcy, których roczna emisja CO<sub>2</sub>, jako baza celu emisyjnego, wynosiła około 0,6 mld ton, przekroczyły już swój cel redukcyjny, wynoszący 120 mln ton.

---

## Destrukcyjne łańcuchy strat (ŁS) w energetyce WEK vs konstruktywne stowarzyszone łańcuchy korzyści w energetyce OZE/URE (łańcuchy SŁK)

Stosowany obecnie w energetyce rachunek ekonomiczny (oparty na wskaźnikach IRR, NPV) jest ukierunkowany na produkty branżowe w energetyce WEK<sup>3</sup> (energia elektryczna z systemu elektroenergetycznego, ciepło z systemów ciepłowniczych, paliwa transportowe ze stacji tankowania; w ostatnich latach utrwalił się także, za przyczyną dyrektywy kogeneracyjnej 2004/8, produkt w postaci skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła). Rozwój technologii następuje natomiast w obszarze poligeneracyjnych/hybrydowych rozproszonych technologii OZE/URE<sup>4</sup> (kogeneracyjnych, trójgeneracyjnych), w tym utylizacyjnych, biogazowych rolniczych, mikrowiatrowych, słonecznych, wykorzystujących pompę ciepła, silnik Stirlinga, samochód elektryczny i inne. To oznacza, że ekonomia jednorodnych produktów będzie wypierana przez ekonomikę nowych, złożonych łańcuchów wartości, które tutaj nazywa się łańcuchami SŁK (synergetyczne łańcuchy korzyści).

Łańcuchy SŁK obejmują realne wartości, w sferze termodynamiki i ekonomiki, a także związane z preferencjami kreowanymi przez regulacje unijne ukierunkowane na konkretne cele (na przykład cele Pakietu 3x20). Do wirtualnego zarządzania realnymi wartościami w łańcuchach SŁK potrzebna jest

---

<sup>3</sup> WEK – Wielkoskalowa energetyka korporacyjna (obejmująca cały tradycyjny kompleks paliwowo-energetyczny, w szczególności kopalnie, rafinerie, elektrownie i sieciowe systemy przesyłowe).

<sup>4</sup> URE – urzędnicy rozproszonej energetyki (na wszystkich trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła, transportu), w tym smart EV (electric vehicle) i dom plus-energetyczny.

infrastruktura smart grid. Efektywne zarządzanie procesami zmierzającymi do wypełnienia celów jest przedmiotem ekonomiki zarządczej (ekonomika NPV, IRR jest tu mało przydatna). W obszarze ekonomiki zarządczej powinniśmy szukać możliwości kalibracji systemów wsparcia tworzonych na rzecz wybranych celów, na przykład dobrych systemów kalibracji wsparcia w ustawie OZE. Poniżej przedstawia się łańcuchy strat charakterystyczne dla energetyki WEK. Jednocześnie pokazuje się, na zasadzie przeciwieństwa, „stowarzyszone” z tymi łańcuchami strat potencjalne łańcuchy SŁK. Najbardziej charakterystyczne przykłady obrazujące pułapkę, w którą wciągnięte zostały gospodarka i społeczeństwo przez korporacje energetyczne (broniące interesów grupowych) i polityków (ustanawiających regulacje prawne) są następujące.

- 1 Współspalanie biomasy w elektrowniach kondensacyjnych. ŁS (1): wsad do łańcucha – **1 MWh** (energia chemiczna w biomase występującej lokalnie) → strata energii (chemicznej) w transporcie biomasy 1% → sprawność bilansowa wykorzystania biomasy na wyjściu z elektrowni (w elektroenergetycznym węźle sieciowym), optymistyczna 0,2 → starty energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej 10% → wynik: **0,17 MWh** (energia elektryczna dostarczona do odbiorcy; ilość energii odnawialnej zaliczonej do celu według dyrektywy 2009/28 wynosi około 0,2 MWh). SŁK (1): wynik w postaci ciepła wytworzonego u prosumenta z biomasy wycofanej ze współspalania → **0,8 MWh**.
- 2 Zboże spalane na wsi w piecach/kotłach. ŁS (2): wsad do łańcucha – **1 ha** (grunt orny) → **4,2 MWh** (energia chemiczna w zbożu) → **2,5 MWh** (ciepło wytworzone w gospodarstwie, sprawność pieca 0,6). SŁK (2), realizowany za pomocą mikrobiogazowni rolniczo-utylizacyjnej: 1ha (grunt orny) → (40 + 40) MWh (energia chemiczna w biomase z jednorocznych upraw energetycznych, oszacowana pesymistycznie, dla gruntów o niskiej bonitacji + stowarzyszona energia chemiczna w odpadach gospodarskich) → wynik: **30 MWhe + 40 MWhc** (kogeneracja).
- 3 Mikrowiatrak off-grid (praca off-grid coraz większej liczby mikrowiatraków w Polsce wynika z blokowania ich przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez operatorów OSD). ŁS (3): wsad do łańcucha – **1 MWh** (energia elektryczna wyprodukowana w OZE) → wynik: **1 MWh** (wyprodukowane ciepło grzewcze). SŁK (3), mikrowiatrak przyłączony do sieci + smart EV + ciepło z SŁK (1): wynik, to **2,5 MWh** zaliczone do celu według dyrektywy 2009/28, vs 0,2 MWh w ŁS (1); dodatkowy efekt w SŁK (3), to redukcja paliw kopalnych (ropy) o **3,5 MWh** + redukcja emisji CO<sub>2</sub> o **1 tonę**. SŁK (4), mikrowiatrak przyłączony do sieci + pompa ciepła (o współczynniku COP 3,5): wynik, to **3,5 MWh** zaliczone do celu według dyrektywy 2009/28, vs 0,2 MWh w ŁS (1); dodatkowy efekt w SŁK (4), to redukcja paliw kopalnych (węгля) o **4,4 MWh** + redukcja emisji CO<sub>2</sub> o **1,4 tony**.
- 4 Mechanizm bilansowania KSE. ŁS (4): wzrost cen maksymalnych na rynku bilansującym do poziomu **1500 zł/MWh** (20.12.2011, 31.01.2012), przy niewielkiej godzinowej ilości energii elektrycznej kształtującej się poniżej 800 MWh. SŁK (5), DSM: potencjał redukcji godzinowego zużycia u samych tylko odbiorców przemysłowych, to kilka GWh, po cenie wielokrotnie niższej od cen maksymalnych na rynku bilansującym. SŁK (6), wykorzystanie źródeł rezerwowych odbiorców do pokrycia obciążenia szczytowego KSE: potencjał godzinowej produkcji, to ponad 1 GWh, przy cenie wynikającej z ceny paliw na rynku (w przypadku agregatów rezerwowych silnikowych o sprawności 30% i paliw płynnych obciążonych akcyzą cena energii elektrycznej byłaby porównywalna z maksymalną ceną na rynku bilansującym przedstawioną w ŁS (4), jednak dla gazu ziemnego byłaby około 2-krotnie niższa). SŁK (7), wykorzystanie samochodów elektrycznych, o jednostkowej pojemności baterii akumulatorów około 40-60 kWh, pracujących w trybie ładowania i jazdy (samochodowy segment zasobnikowy 1); w tym wypadku oszacowanie dla 2020 roku, przy realistycznym założeniu, że w Polsce będzie 2 mln samochodów (10% wszystkich samochodów) ujawnia potencjał zasobnikowy wynoszący nie mniej niż 10 GWh/dobę, przy rocznym przebiegu jednego samochodu 20 tys. km, sprawności akumulatora

rów 0,8 i dopuszczalnym rozładowaniu baterii do 50%. SŁK (8), wykorzystanie samochodów elektrycznych pracujących w trybie ładowania, jazdy i zasilana sieci/odbiorów (samochodowy segment zasobnikowy 2); dla tego trybu pracy, przy innych założeniach takich jak w przypadku SŁK (7), oszacowanie ujawnia potencjał DSR około  $\pm 50$  GWh/dobę (potencjał segmentu 2 zależy w szczególności od prędkości ładowania baterii akumulatorów; założono, że przyszłość należy do wymiennalnych paneli akumulatorów i akumulatory będą przeładowywane raz na dobę).

- 5 Dopłaty do OZE. ŁS (5): w 2011 roku dopłaty te wyniosły ponad 5 mld zł (4,5 mld zł z tytułu praw majątkowych do świadectw pochodzenia, a dodatkowo wsparcie w ramach wielu rozczłonkowanych programów celowych oraz przez wiele celowych instytucji) i służyły głównie, w około 75%, do finansowania szkodliwego współspalania oraz energii elektrycznej z wielkich elektrowni wodnych, w bardzo dużym stopniu zamortyzowanych. SŁK (9), wykorzystanie ciepła produkowanego w źródłach OZE do realizacji celu dyrektywy 2009/28: w tym łańcuchu jest możliwe kilkakrotne obniżenie dopłaty przedstawionej w ŁS (5). SŁK (10), rozwój zastosowań na rynku energii elektrycznej nowych technologii OZE/URE, w tym potrzebnych technologii zasobnikowych (ogniwa PV, mikrowiatraki, mikrobiogazownie, smart EV, akumulatory), które osiągną konkurencyjność w horyzoncie 2020.
- 6 Wartość przedsiębiorstw. ŁS (6): konsolidacja i prywatyzacja, cena otwarcia w czasie debiutu 17 listopada 2009 roku wynosiła **26 zł** MWh wyprzedza 7% akcji przez skarb państwa za 2,5 mld zł w dniu 23 lutego 2012 po cenie poniżej **19,4 zł** i doprowadzenie do spadku wartości akcji w tym dniu o 4,5% (umożliwienie przejścia po niskich cenach dużego pakietu akcji przez giełdowych graczy spekulacyjnych, którzy małymi firmami elektroenergetycznymi, takimi jak przed konsolidacją, nie byłiby zainteresowani). SŁK (11), utworzenie funduszu inwestycyjnego (private equity) do celów finansowania łańcucha SŁK (10).

Krytyczna analiza wskazanych łańcuchów strat (i wielu innych) oraz stowarzyszonych łańcuchów korzyści musi być systematycznie pogłębiana w aspektach technicznym, termodynamicznym i ekonomicznym. Niezależnie od tego, wszystkie te łańcuchy wymagają zamodelowania funkcjonalnego i oprogramowania na poziomie infrastruktury smart grid (w związku z tym typowe na przykład inteligentne interfejsy przyłączeniowe mikroinstalacji OZE z przekształtnikami DC/AC i AC/AC powinny mieć trzy warstwy inteligencji: warstwę inteligencji przekształtnikowej (realizującą wymagania kompatybilności elektromagnetycznej mikroinstalacji), drugą warstwę inteligencji dedykowaną optymalizacji obiektowej (obiektom jest mikroinstalacja), a ponadto obejmującą inteligencję charakterystyczną dla elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz trzecią warstwę – inteligencję systemową potrzebną do zarządzania nowymi łańcuchami wartości, stanowiącą główną część całej inteligencji smart gridowej. Właśnie kreowanie nowych łańcuchów wartości stanowi istotę smart gridu, nie mają natomiast wiele wspólnego z tą istotą systemy AMI. Stąd wypływa fundamentalna konsekwencja. Smart grid wytwarza nowe, internetowe rynki usług energetycznych. Na drugim biegunie jest natomiast integracja OZE/URE z KSE, obciążona charakterystycznymi monopolistycznymi nawykami operatorów (OSP, OSD), która nie ma jednak już przyszłości. Możliwość ochrony bezpieczeństwa energetycznego poprzez kreowanie nowych łańcuchów wartości i zarządzanie nimi za pomocą infrastruktury smart grid wymaga właściwych zapisów w ustawie OZE. Projekt ustawy OZE przedstawiony przez rząd w końcu grudnia 2012 jest z tego punktu widzenia bezwartościowy. Potrzebny jest nowy projekt, o innej konstrukcji, uwzględniającej rosnące kompetencje społeczeństwa.

## Potrzeba drugiej proefektywnościowej reformy elektroenergetyki

Wielki szum medialny dotyczący kryzysu (trzeba przy tym zapytać, jaki to jest kryzys: finansowy, gospodarczy, czy jednak przede wszystkim kryzys wartości i zaufania?) oraz silny nurt celebrycko-korporacyjny w obszarze energetyki (całej, nie tylko elektroenergetyki) utrudniają konstruktywną debatę

na temat jej przyszłości. Z poważnej analizy wyłania się jednak już obraz pożądanej przebudowy energetyki w Polsce.

W tym miejscu stawia się główną tezę, że Polsce potrzebne są decyzje polityczne na rzecz zdefiniowania technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających. W odniesieniu do elektroenergetyki oznacza to uznanie w horyzoncie 2050 dominujących obecnie w kraju (klasycznych) technologii węglowych WEK za pomostowe, a technologii OZE/URE (wraz z całym potencjałem efektywności energetycznej w obszarze synergetyki<sup>5</sup>) za rozwojowe. Konsekwentnie, technologie gazowe powinny być uznane za ubezpieczające w horyzoncie 2020 (z opcją wydłużenia tego statusu na horyzont 2030, ale nie dalszy, niezależnie od rozwoju sytuacji w segmencie gazu łupkowego). Nie ma natomiast w Polsce miejsca dla przestarzałych technologii jądrowych WEK. I nie ma też możliwości ich sfinansowania, a to w związku z dokonującymi się globalnymi zmianami strukturalnymi [2].

Jednak *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* (przyjęta przez rząd w 2009 roku) nie zapowiada na razie przełomu. Lepiej wygląda sprawa w perspektywie ostatniego (z 9 października 2012 r.) projektu nowej ustawy OZE (mimo jej licznych jeszcze wad otwiera ona drogę do rozwoju mikroinstalacji energetycznych i choćby z tego powodu powinna być jak najszybciej uchwalona przez Parlament).

Rozpatrując proces przemian w elektroenergetyce podkreśla się, że pierwsza reforma proefektywnościowa elektroenergetyki była częścią zmian ustrojowych zapoczątkowanych w 1989 roku. Jej istotą była decentralizacja i liberalizacja oraz wykorzystanie zasady TPA do wdrożenia konkurencji na rynku energii elektrycznej. Odwrót od założeń pierwszej reformy, czyli konsolidacja zapoczątkowana utworzeniem PKE w 2000 roku, doprowadzona w latach 2006÷2009 do zwyrodniałej postaci, wyeliminowała zdolności dostosowawcze elektroenergetyki do niezbędnych zmian, a konkurencja przybrała wyłącznie fasadowy charakter (pewien wyjątek stanowi Grupa Energa). W rezultacie dalsze procesy w elektroenergetyce, destrukcyjne, będą miały wiele wspólnego ze zjawiskami, które występowały w innych obszarach gospodarki. Wybrane przykłady, z charakterystycznymi „przełomami”, od nieefektywności do przegranych tych, którzy z nieefektywności nie potrafili się wyzwolić, są następujące:

- 1 Budownictwo wielkopłytkowe, dominujące do połowy lat 1970. w Europie Zachodniej, a w Polsce do końca lat 1980. przegrało w latach 1990. z budownictwem deweloperskim i indywidualnym konwencjonalnym oraz lekkim. Współcześnie rozpoczyna się etap budownictwa pasywnego (budynki nowe oraz termomodernizacja budynków istniejących z wykorzystaniem technologii domu pasywnego).
- 2 PGR przegrały na początku lat 1990. z powodu szokowej terapii rynkowej. Mianowicie, rząd nie stworzył warunków prawnych do restrukturyzacji PGR-ów (nie dostały one w ogóle czasu na restrukturyzację). Trzeba podkreślić jednak, że brak rządowej strategii zrównoważonej restrukturyzacji rolnictwa, obejmującej PGR, rolnictwo prywatne średnio-towarowe i rolnictwo socjalne nie spowodował utraty bezpieczeństwa żywnościowego, spowodował natomiast ogromne koszty (likwidacja PGR-ów). Trzeba także podkreślić, że w okresie przedakcesyjnym (od 1999 roku) rolnictwo musiało zrealizować wielki program restrukturyzacyjny za pieniądze, które sumarycznie były wielokrotnie mniejsze od rocznych pieniędzy przeznaczanych na wsparcie celu dotyczącego OZE, w części realizowanej przez energetykę WEK (Program SAPARD, przeznaczony na dostosowanie polskiego rolnictwa do Wspólnej Polityki Rolnej, funkcjonujący w latach 1999÷2006, miał roczne finansowanie poniżej 200 mln €).
- 3 Górnictwo węgla kamiennego przegrywa na świecie historyczną konfrontację z ropą naftową, gazem ziemnym i przede wszystkim z wymaganiami ochrony środowiska oraz z efektywnością energetyczną. W Polsce przegrywa górnictwo korporacyjne, to które nie poddaje się, albo

<sup>5</sup> Synergetyka – synteza całej (tradycyjnej) energetyki, potrzeb energetycznych budownictwa i transportu oraz możliwości rolnictwa energetycznego w zakresie produkcji paliw i energii, uwzględniająca wymagania rozwoju zrównoważonego i korzystająca z potencjału infrastruktury *smart grid* [1].

poddaje się bardzo wolno restrukturyzacji (likwidacja Zagłębia Wałbrzyskiego w latach 1990. i bardzo trudna sytuacja górnictwa w konurbacji górnośląskiej – spółki KHW i KW – najtrudniej poddającego się restrukturyzacji; lepsza sytuacja Jastrzębskiego Zagłębia Węglowego – JSW; najlepsza sytuacja Lubelskiego Zagłębia Węglowego – LWB, najbardziej rynkowego).

- 4 Transport kolejowy funkcjonujący w Polsce w formule skonsolidowanego przedsiębiorstwa państwowego (całkowity monopol) aż do końca 2000 przegrywał, mimo bardzo dramatycznej restrukturyzacji zatrudnienia (1990 – 340 tys. osób, 2001 – 150 tys.) systematycznie z transportem drogowym (rozwijającym się pod wpływem konkurencji). Utrzymująca się korporacyjna kultura transportu kolejowego, upolitycznienie i brak postępu w prywatyzacji oraz wynikający stąd brak restrukturyzacji technologicznej czynią z tego transportu, w przeszłości kluczowego, najbardziej przegrany obszar gospodarki.
- 5 Hutnictwo państwowe, mimo konsolidacji i restrukturyzacji zatrudnienia (Huta Lenina miała maksymalne zatrudnienie w swojej historii około 40 tys. osób, Huta Katowice około 25 tys. osób, a utworzone w 2002 roku Polskie Huty Stali (Huty: Sendzimira, Katowice, Florian i Cedler), kiedy były prywatyzowane w 2003 roku zatrudniały 17 tys. osób) funkcjonowało po 1989 roku stale na granicy upadłości. Sytuację unormowała dopiero prywatyzacja w 2005 roku (przejęcie przez Mittal Steel), dostęp do globalnego kapitału inwestycyjnego i do globalnych rynków zbytu oraz restrukturyzacja technologiczna.
- 6 Podstawy przebudowy telekomunikacji, której rozwój rozpoczął się praktycznie równocześnie z rozwojem elektroenergetyki, miały miejsce w latach 1980. i były związane z likwidacją amerykańskiego monopolu narodowego zrealizowaną drogą regulacyjną, poprzez podział przedsiębiorstwa AT&T. Efektem deregulacji i wynikającej z niej konkurencji było gwałtowne przyspieszenie technologiczne w latach 1990. obejmujące internet i telefonię komórkową. Przypadło ono na okres zmian ustrojowych w Polsce, która skutecznie wykorzystała rentę swojego zapóźnienia i stała się beneficjentem światowej przebudowy telekomunikacji obejmującej deregulację i przyspieszenie technologiczne.
- 7 Elektroenergetyka radykalnie zrestrukturyzowana w latach 1990–1995 (segmentacja na wytworzenie, przesył i dystrybucję; odłączenie KSE od Systemu Pokój, włączenie do systemu UCPT/UCTE; przygotowanie infrastruktury pomiarowej pod obrót hurtowy i pod wdrożenie zasady TPA) przeszła w drugiej połowie lat 1990. proces konsolidacji finansowania inwestycji wytwórczych za pomocą KDT (do poziomu około 80% całego rynku wytwórczego). Był to początek odrotu od reformy rynkowej. Ukoronowaniem tego odrotu była konsolidacja organizacyjna w ostatniej dekadzie. Skutkiem jest niezdolność elektroenergetyki WEK do uczestnictwa w globalnym poligonie innowacyjności strukturalnej w energetyce wykreowanym przez kryzys w USA (2007-2009) i w UE (20010-2012) oraz chińską ofensywę technologiczną (2011-2012).

Wszystkie przedstawione doświadczenia są ważne z punktu widzenia podejścia do niezbędnej przebudowy energetyki. Szczególne znaczenie mają jednak biegunowo różne doświadczenia w obszarze transportu kolejowego (traumatyczne) i w obszarze telekomunikacji (progresywne). Różnice są na pewno uwarunkowane względami technologicznymi, ale również wieloma innymi czynnikami, obciążającymi transport kolejowy (p. 4). Elektroenergetyka niestety kroczy, z kilkunastoletnim przesunięciem w czasie, ścieżką transportu kolejowego.

## I fala *stranded costs*

Dwadzieścia lat temu, zwłaszcza po uchwaleniu w USA ustawy *Energy Act* w 1992 roku świat – za przyczyną zasady TPA – dowiedział się, co to są *stranded costs* (koszty osierocone) w elektroenergetyce. W połowie lat 1990. roczne obciążenie amerykańskiej gospodarki związane z tymi kosztami wynosiło 30 mld USD. W elektroenergetyce europejskiej zapoznaliśmy się ze *stranded costs* w spek-

takularny sposób – przy prywatyzacji ENEL-u, kiedy to włoski rząd musiał się pogodzić z utratą co najmniej 6 mld \$ (jeszcze nie było €). Wśród krajów europejskich dotkniętych pierwszą falą *stranded costs* znalazła się także Polska, gdzie za uwolnienie rynku energii elektrycznej od KDT-ów odbiorcy musieli zapłacić około 15 mld PLN (i jeszcze płacą).

Jednak I fala *stranded costs*, która dotknęła elektroenergetykę po wprowadzeniu zasady TPA, jest tylko przygrywką do II fali, nadchodzącej w związku z wyścigiem technologicznym (piąta fala innowacyjności [8]) w obszarze energetyki OZE/URE. A to dlatego, że ceny energii elektrycznej w elektroenergetyce WEK opartej na paliwach kopalnych (węgiel, ropa, gaz), zwłaszcza jeśli się uwzględnią inkorporację kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa i ekonomikę LCC (LCA), muszą szybko rosnąć. Ceny dóbr inwestycyjnych dla energetyki OZE/URE, nawet przy uwzględnieniu ekonomiki LCC (LCA), mogą tylko maleć. II fala *stranded costs* obejmie elektroenergetykę – nie tylko źródła wytwórcze, ale i sieci – i całą energetykę WEK: czyli też górnictwo, ciepłownictwo sieciowe i gazownictwo, ale przede wszystkim – w związku z rozwojem transportu elektrycznego – sektor paliw płynnych. Z tą falą musi się zmierzyć cały świat wysoko rozwinięty.

Nie dotknie ona natomiast w istotny sposób Chin, które budują rynek samochodowy od podstaw, i to ze strategią globalnej dominacji w zakresie samochodów elektrycznych już w 2020 roku. Ma tu również znaczenie fakt, że Chiny są już absolutnym liderem w segmencie OZE/URE. Ich udział w globalnym rynku fotowoltaiki wynosi już obecnie około 55% (*Time, October 10, 2011*). To pozwoli zapewne Chinom zachować dotychczasowy status „fabryki świata” w kolejnych dziesięcioleciach.

---

## Nowa segmentacja energetyki

Energetyka WEK oparta na paliwach kopalnych musi pogodzić się z tym, że bezpowrotnie minęły jej dobre czasy. I nie chodzi tu o efekt klimatyczny, a w każdym razie nie jest to główna przyczyna nieuchronności przebudowy energetyki. Nie idzie też o to, że światu zabraknie paliw kopalnych i załame się bezpieczeństwo energetyczne. Chodzi o to, że korporacje energetyczne utraciły zaufanie niezbędne do finansowania projektów inwestycyjnych wymagających nakładów idących w miliardy € (bloki węglowe 850 MW), a nawet w dziesiątki miliardów € (polski program budowy dwóch elektrowni, każda z dwoma blokami jądrowymi po 1600 MW). Chodzi o koszty zewnętrzne energetyki WEK, związane z takimi czynnikami jak: ekstremalnie duże systemy sieciowe, niska sprawność energetyczna wytwarzania energii elektrycznej, bardzo wysoka energochłonność eksploatacyjna budynków, utylizacja wypalonego paliwa jądrowego, emisje CO<sub>2</sub>. Przede wszystkim zaś chodzi o wyścig technologiczny. Ten, kto wygra wyścig w obszarze OZE/URE w obecnej dekadzie, będzie dominował w długim horyzoncie (2050). Kto nie włączy się w wyścig, zostanie trwale zdominowany.

W świetle zmian strukturalnych historyczna struktura branżowa energetyki (górnictwo, paliwa płynne, gazownictwo, elektroenergetyka, ciepłownictwo) traci szybko znaczenie. W miejsce tej struktury trzeba zdefiniować nową segmentację (całej) energetyki. Oczywiście, musi ona być bardziej adekwatna do rodzącego się układu sił społecznych i do szokowego rozwoju technologicznego. Inaczej, musi odzwierciedlać nowy bazowy układ interesów.

Traktując segmentację w kategoriach siły sprawczej, działającej w horyzoncie 2050, proponuje się na obecnym etapie cztery segmenty. Są to:

- 1 | Energetyka WEK, czyli cały tradycyjny kompleks paliwowo-energetyczny, ze wszystkimi zachodzącymi w nim współcześnie globalnymi zjawiskami konwergencji.
- 2 | Energetyka przemysłowa, praktycznie wyeliminowana w okresie gospodarki socjalistycznej [8] (1946 – 50% mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych, 1985 – 10%), obecnie realizująca na wielką skalę audyty energetyczne i proefektywnościową gospodarkę energetyczną oraz inwestycje w gazowe projekty kogeneracyjne.

- 3 Energetyka gminna (samorządowa), ukierunkowana na bezpieczeństwo dostaw energii, surowców energetycznych i paliw, o kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania infrastruktury krytycznej gmin<sup>6</sup>; ukierunkowana także na wykorzystanie zasobów gmin na rzecz ich pobudzenia gospodarczego. W miastach chodzi zaś przede wszystkim o wykorzystanie potencjału kogeneracji (w przypadku systemów ciepłowniczych zasilanych kotłowniami) oraz o redukcję zapotrzebowania ciepła w budownictwie i paliw płynnych w transporcie. W gminach wiejskich chodzi o tworzenie autonomicznych regionów energetycznych przy wykorzystaniu zasobów rolnictwa energetycznego.
- 4 Energetyka prosumencka (ludność, gospodarstwa rolne, mali przedsiębiorcy, w tym usługi), korzystająca z technologii OZE/URE umożliwiających integrację dostaw paliw i energii (dla potrzeb zasilania odbiorników energii elektrycznej, ogrzewania i produkcji ciepłej wody użytkowej oraz samochodów) przy wykorzystaniu nowych łańcuchów wartości obejmujących źródła OZE, w tym pompy ciepła, oraz samochody elektryczne.

Zaproponowana segmentacja energetyki ma charakter fundamentalny, bo odwołuje się do nowocześniejszego układu interesów (przedsiębiorcy, samorządy, ludność), w porównaniu z interesami korporacyjnymi. Jest ona spójna ponadto z zakresem synergetyki, odzwierciedlającej potrzebę przewyższenia strukturalnej nieefektywności czterech obszarów gospodarki: energetyki, budownictwa, transportu i rolnictwa.

---

## Perspektywy energetyki prosumenckiej widziane przez pryzmat cen energii elektrycznej

Mimo, że tab. 1 nie zawiera oszacowania cen energii elektrycznej, przesądza ona o perspektywach energetyki WEK i OZE/URE na korzyść tej drugiej. Tę tezę potwierdza następujące uproszczone skonfrontowanie cen energii elektrycznej w energetyce prosumenckiej (OZE/URE) i WEK. Rozpatrzmy układ hybrydowy taki jak w tab. 1: mikrowiatrak 5 kW (cena 900 €/kW) + ogniwo PV 5 kW (cena 1100 €/kW), z baterią akumulatorów i przekształtnikiem; czas pracy układu hybrydowego – około 25 lat. Produkcja energii elektrycznej w okresie całego życia układu wynosi około 275 MWh. Nakłady inwestycyjne prosumenta związane z mikrowiatrakiem i ogniwami PV oszacowano na 42 tys. PLN. Zakłada się, że łącznie z przekształtnikami i bateriami akumulatorów nakłady te są trzykrotnie wyższe, czyli wynoszą 136 tys. PLN. Zatem cena jednostkowa (stała) energii elektrycznej wynosi, w perspektywie prosumenta, 495 PLN/MWh, w porównaniu z ceną ponad 600 PLN/MWh (z VAT-em, w przypadku taryfy C) od dostawcy z urzędu.

Ponadto przewaga energetyki OZE/URE wynika z wielkiego potencjału redukcji jednostkowych nakładów inwestycyjnych: redukcji cen technologii słonecznych (zwłaszcza hybrydowej, czyli zintegrowanych ze sobą: ogniwa fotowoltaicznego i kolektora słonecznego), technologii z obszaru rolnictwa energetycznego, a także mikrowiatrowych, geotermalnych w postaci pompy ciepła, i innych. Trzeba jednak podkreślić także wagę co najmniej trzech innych powodów.

Po pierwsze, jest to adekwatność technologii OZE, szczególnie OZE/URE, do potrzeb nowego układu globalnych interesów: bogatej Północy i biednego Południa. W tym wypadku podkreśla się jeden szczególny aspekt, wynikający z fundamentalnych właściwości energetyki WEK i OZE/URE. Technologie WEK generalnie nie są odpowiednie dla Południa (są zbyt skomplikowane), dlatego bogata Północ nie może eksportować dóbr inwestycyjnych dla energetyki WEK w ten region świata.

---

<sup>6</sup> Ustawa o zarządzaniu kryzysowym, 2007.



**Tab. 1.** Porównanie technologii, równoważnych w aspekcie rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 11 TWh (opracowanie własne)

Lp.	Technologia	Moc	Nakłady inwestycyjne [€]		Czas do efektu z pojedynczego projektu
			łącznie	jednostkowe	
<b>Technologie WEK – przedsiębiorstwa korporacyjne</b>					
1	Pojedynczy blok jądrowy, po Fukushima	1,6 GW	11 mld	11 mld	15 lat
2	2 bloki węglowe, z instalacjami CCS	1,7 GW	> 8 mld	> 4 mld	Technologia dostępna nie wcześniej niż za 20 lat
3	2 bloki węglowe nadkrytyczne	2 GW	3,6 mld	1,8 mld	Realizacja możliwa przed 2020; po 2020 pełna opłata za emisję CO <sub>2</sub>
<b>Farmy wiatrowe – niezależni wytwórcy (ewentualnie przedsiębiorstwa korporacyjne)</b>					
4	40 farm wiatrowych, po 50 turbin o mocy 2,5 MW każda	5 GW	10 mld	250 mln	2 lata
<b>Technologie gazowe 1 energetyka przemysłowa, w tym przemysł/biznes ICT (fabryki ICT, data centers)</b>					
5	160 bloków <i>combi</i> , na gaz ziemny, 10 MW każdy	1,6 GW	1 mld	6,5 mln	1 rok
<b>Technologie gazowe 2 samorządy, małe i średnie przedsiębiorstwa, spółdzielnie/wspólnoty mieszkaniowe, deweloperzy</b>					
6	16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny, 100 kWel każde	1,6 GW	4 mld	250 tys.	1 rok
<b>Technologie OZE/URE – energetyka prosumencka</b>					
7	160 tys. mikrobiogazowni, 10 kWel każda	1,6 GW	5,6 mld	35 tys.	6 miesięcy
8	1 mln układów hybrydowych MOA, 5 kW (M) + 5 kW (O) każdy	(5+5) GW	10 mld	10 tys.	6 miesięcy
9	2,5 mln instalacji fotowoltaicznych, 4,5 kW każda	11 GW	12 mld	5 tys.	3 miesiące

Po drugie, biedne Południe nie może mieć z energetyki WEK, fundamentalnie rzecz traktując, tańszej energii elektrycznej niż bogata Północ (z uwagi na to, że istnieją globalne rynki dóbr inwestycyjnych dla energetyki WEK i globalne rynki paliw kopalnych). Energia elektryczna z energetyki OZE/URE może natomiast być fundamentalnie na biednym Południu znacznie tańsza niż na bogatej Północy (na przykład za przyczyną różnic energii promieniowania słonecznego i dostępności biomasy). Czyli rozwój energetyki OZE/URE na biednym Południu daje bogatej Północy rynki zbytu i dostęp do taniej energii elektrycznej potrzebnej w projektach inwestycyjnych poza energetyką (od przetwórstwa rolno-spożywczego do hutnictwa).

Po trzecie, jest to profil ryzyka. Ten powód będzie działał w szczególności w Polsce, ale także w całej UE, w Stanach Zjednoczonych, w Chinach i w Afryce. Technologie OZE/URE mają profil ryzyka

właściwy dla energetyki prosumenckiej, zdolnej bezpośrednio odpowiadać rynkowymi inwestycjami na deficyt mocy/energii (elektrycznej). Technologie WEK mają profil ryzyka właściwy dla energetyki korporacyjnej, warunkowany regulacjami prawnymi (w szczególności w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>). Wielkie ryzyko tych regulacji bardzo szybko eliminuje (w UE praktycznie już wyeliminowało) inwestorów korporacyjnych z inwestycji w projekty WEK: jądrowe i węglowe (banki przestały kredytować takie inwestycje).

## Polski miks energetyczny 2050

Szukając odpowiedzi na pytanie – jak będą wyglądać zapotrzebowanie oraz dostawy energii i paliw trzeba wyjść od tego, że ludność Polski do 2050 roku będzie się zmniejszała o 0,4% rocznie (do około 32 mln). Uśredniony roczny wzrost PKB wyniesie, ze względu na zadłużenie, nie więcej niż 2%. W takim razie obecny PKB wynoszący około 1,5 bln zł w 2050 roku będzie równy około 3 bln zł, w cenach stałych. (W scenariuszu *business as usual* roczny wzrost PKB przyjmuje się na ogół na poziomie 3,5%).

Dalsza analiza dotycząca miksu energetycznego 2050 jest prowadzona w kontekście Mapy Drogowej 2050, która w przypadku Polski oznacza redukcję emisji CO<sub>2</sub> do poziomu poniżej 60 mln ton. Potrzebne do analizy dane przyjmuje się w następujący sposób. Zakłada się, że program jądrowy nie zostanie zrealizowany (nie będzie środków na jego realizację, ani potrzeby jego realizacji). Nie zostaną także wdrożone technologie CCS i IGCC, bo po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych okażą się niekonkurencyjne. Zakłada się też, że energetyka OZE/URE nie jest prostym zastąpieniem energetyki WEK, powoduje za to zmianę stylu życia, tzn. wejście w model trwałego rozwoju zrównoważonego. W konsekwencji nie ma np. powodu, aby Polska „ścigała” się w rocznej produkcji energii elektrycznej na jednego mieszkańca, mimo, że jest ona niska w porównaniu z wieloma krajami (w MWh jest to: Polska – 4, Norwegia – 30, USA – 15, Niemcy – 8).

Szczegółowe dane w zakresie przemysłu, transportu, budownictwa i rolnictwa antycypuje się do 2050 roku w następujący sposób:

- 1 Zużycie najważniejszego nośnika energii (jest nim energia elektryczna) w wielkim, średnim i małym przemyśle szacuje się w 2010 roku na około 55% całego zużycia, czyli na około 60 TWh. Wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej w scenariuszu *business as usual* (nie mniejszego niż 30%) i zmiana struktury przemysłu na mniej energochłonną spowodują, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w przemyśle utrzyma się na niezmiennym poziomie. W miksie energetycznym 2050 co najmniej połowa tej energii elektrycznej będzie produkowana w wysokosprawnej autokogeneracji gazowej. Druga połowa będzie dostarczana przez elektroenergetykę WEK, z węglowych elektrowni kondensacyjnych i z gazowych bloków *combi*.
- 2 Liczba samochodów na 1000 mieszkańców wzrośnie z obecnych 400 do 600; udział samochodów elektrycznych w rynku wyniesie 50%. Ważne jest, że jednostkowe zużycie energii elektrycznej przez samochód elektryczny jest 3,5 razy mniejsze od zużycia energii chemicznej przez samochód tradycyjny. W rezultacie obecne roczne zapotrzebowanie transportu na energię końcową wynoszące 210 TWh zostanie zmienione w miksie energetycznym 2050 na około 160 TWh energii chemicznej w tradycyjnych paliwach transportowych i około 45 TWh energii elektrycznej ze źródeł OZE<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Z punktu widzenia perspektyw rozwoju rynku samochodów elektrycznych charakterystyczne są informacje o nowych (nowego typu) koalicjach koncernów samochodowych i inwestorów w obszarze OZE. Przykładem jest koalicja Renault i przedsiębiorstwa CNR (*Compagnie Nationale du Rhone*, 3200 MW w OZE, planowany wzrost do 4500 MW w 2015 roku). Celem tej koalicji jest realizacja projektu „smart EV + OZE”, czyli integracja rynku samochodów elektrycznych (Renault wprowadził już na rynek samochody elektryczne Fluence Z.E. i Kangoo Z.E.) i rynku energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE, z wykorzystaniem infrastruktury *smart grid*.

- 3 Przyrost domów/mieszkań wyniesie 1,5 mln (z tego 1 mln w miastach) i będą to głównie domy plus-energetyczne. Nastąpi też modernizacja całej istniejącej substancji mieszkaniowej, w dużej części do standardu domu plus-energetycznego, czyli wykorzystany zostanie potencjał wzrostu efektywności energetycznej w budownictwie; zużycie ciepła w kWh/(m<sup>2</sup> rok) w 2010 roku wynosi: 180 – średnie w istniejących zasobach, 120 – wymagane w nowych zasobach, 15 – możliwe w domach pasywnych. Uwzględniając ten potencjał przyjmuje się, że zapotrzebowanie na ciepło wynoszące około 240 TWh zostanie zredukowane w 2050 roku do około 120 TWh<sup>8</sup>. Dalej przyjmuje się, że zapotrzebowanie to będzie pokryte w 40% przez pompy ciepła, a eksploatacyjna wartość COP dla pomp ciepła będzie równa 3. Czyli zapotrzebowanie wynoszące 50 TWh zostanie pokryte przez ciepło z pomp ciepła, które trzeba zasilić energią elektryczną (ze źródeł OZE) równą około 15 TWh. Pozostałe 70 TWh potrzebnego ciepła będzie pochodzić ze źródeł ciepła OZE/URE), ze źródeł kogeneracyjnych biomasowych oraz ze źródeł gazowych (i w bardzo niewielkiej części – węglowych).
- 4 Produkcja rolnicza na potrzeby żywności nie wymaga w przyszłości większych zasobów gruntów ornych od obecnych (około 12 mln ha). Będzie natomiast systematycznie rosło wykorzystanie nadwyżek gruntów rolnych – minimum 3 mln ha – na cele energetyczne. Podkreśla się, że osiągalna (już obecnie, bez GMO) wydajność energetyczna gruntu rolnego wynosi około 80 MWh/ha.

**Synteza.** Uwzględniając przedstawione dane antycypuje się zapotrzebowanie na paliwa/energię w 2050 roku na rynkach końcowych w sposób następujący, tab. 2.

- 1 Energia elektryczna – 180 TWh (przemysł – 60 TWh, ludność i usługi – 60 TWh, transport elektryczny – 45 TWh, pompy ciepła – 15 TWh). Podkreśla się, że na tym rynku wystąpi, w kontekście Mapy Drogowej 2050, silne „napięcie bilansowe”.
- 2 Transport (bez elektrycznego, tylko energia chemiczna w tradycyjnych paliwach transportowych) – 160 TWh. Czyli zużycie paliw ropopochodnych obniży się o 25% w stosunku do zużycia w 2010 roku (obniżenie nastąpi za przyczyną samochodu elektrycznego). Udział transportu w emisji CO<sub>2</sub> będzie wynosił 30 mln ton.
- 3 Ciepło (poza segmentem pomp ciepła) – 70 TWh. Podkreśla się przy tym, że w polskim miksie energetycznym 2050 istnieje wielka nadwyżka potencjału produkcyjnego w źródłach OZE/URE nad zapotrzebowaniem. Potencjał ten tworzy konkurencyjny rynek źródeł samego ciepła OZE/URE (kolektory słoneczne, kotły na biomasę stałą, ...), a także rynek kogeneracyjnych źródeł biomasowych (biogazownie, mikrobiogazownie, układy ORC, silniki Stirlinga, spalarnie śmieci, oczyszczalnie ścieków). W związku z tym można uznać, bez szczegółowych analiz, że za 40 lat polskie ciepłownictwo może być bezemisyjne. (Ciepłownictwo szwedzkie, znajdujące się w niekorzystnych warunkach klimatycznych, praktycznie wyeliminowało paliwa kopalne w ciągu 30 lat, w wyniku działań podjętych po kryzysie naftowym w latach 1973-1974).

Napięcie bilansowe na rynku energii elektrycznej, które wymaga szczególnej uwagi, jest związane z ryzykiem *stranded costs* w elektroenergetyce węglowej, wynikających z limitu emisji CO<sub>2</sub> (około 30 mln ton w segmencie ETS) dla całej elektroenergetyki. W rzeczywistości może to być jeszcze mniejszy limit, jeśli uwzględni się emisje w ciepłownictwie i w przemyśle, zwłaszcza w cementowniach i hutach. Dla uniknięcia dużych *stranded costs* w elektroenergetyce węglowej problem alokacji produkcji między źródła węglowe a gazowe należałoby postawić następująco: zakładamy całkowite wstrzymanie inwestycji w energetykę węglową, a inwestycje w źródła gazowe realizujemy według strategii mającej na celu dotrzymanie limitu. Oczywiście, mimo wstrzymania inwestycji w 2050 roku

<sup>8</sup> Pojawiają się raporty, według których zużycie ciepła w budownictwie można zmniejszyć w Polsce o około 80%. Przykładem jest raport „Wpływ kompleksowej termomodernizacji na rynek pracy w Polsce” (raport został wykonany przez międzynarodowy zespół ekspertów z *Central European University* i z Fundacji na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii).

**Tab. 2.** Polski mix energetyczny 2050 (opracowanie własne)

Lp.	Rodzaj zasobu	Wielkość zasobu/ryнку [TWh/rok]
1.	Redukcja rynku końcowego ciepła o 50% (za pomocą termomodernizacji i innych technologii, zwiększających efektywność systemów grzewczych i wentylacyjnych)	$20_{ch} + 60_{cOZE} + 15_{elOZE}$
2.	Zapotrzebowanie transportu na energię elektryczną (wzrost liczby samochodów na 1 tys. mieszkańców o 50%, przejście w 50% na transport elektryczny)	$160_{ch} + 45_{elOZE}$
3.	Zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny – energia chemiczna (zmniejszenie o 70%)	$240_{ch}^*$
4.	Zapotrzebowanie na gaz ziemny – energia chemiczna (zwiększenie wykorzystania energetycznego o 20%)	$120_{ch}^{**}$
5.	Zapotrzebowanie na paliwa transportowe (zmniejszenie o 25%)	$160_{ch}$
6.	Hydroenergetyka	$5_{el}$
7.	Farmy wiatrowe	$20_{el}$
8.	Rolnictwo energetyczne (3000 biogazowni, około 200 tys. mikrobiogazowni, paliwa drugiej generacji, biomasa stała)	$60_{el} + 70_c$
9.	Produkcja OZE związana z gospodarką leśną	$10_{el} + 15_c$
10.	Produkcja OZE związana z gospodarką odpadami	$10_{el} + 15_c$
11.	Pompy ciepła	$45_c$
12.	Kolektory słoneczne	$10_c$
13.	Mikrowiatraki	$10_{el}$
14.	Ogniwa fotowoltaiczne	$10_{el}$

\* 100% węgla wykorzystane do zasilania elektrowni kondensacyjnych.

\*\* 90% gazu wykorzystane do zasilania źródeł *combi*, 10% do zasilania źródeł kogeneracyjnych.

będzie na rynku jeszcze około 5 GW w źródłach węglowych, bez CCS (będą to moce w elektrowniach Turów i Opole, w blokach Pątnów II, Łagisza, Bełchatów II; w przypadku bloku Bełchatów II sprawą krytyczną są zasoby węgla brunatnego – zanizanie produkcji tego bloku w nocy ze względów systemowych będzie wydłużało horyzont jego wykorzystania). Emisja CO<sub>2</sub> z tych źródeł będzie wynosić około 25 mln t/rok. Przydzielenie pozostałych 5 mln ton emisji źródłom gazowym (*combi* w energetyce WEK i autokogeneracji w przemyśle) umożliwiłoby ulokowanie na rynku w 2050 roku około 20 TWh energii elektrycznej.

Aby można było mówić o prawdziwym rynku paliw/energii w kontekście Mapy Drogowej 2050, potencjał podaży w energetyce OZE (OZE/URE) musi przekraczać antycypowane zapotrzebowanie wynoszące: 70 TWh na rynku ciepła i 130 TWh na rynku energii elektrycznej. Otóż potencjał taki istnieje, jak pokazuje tab. 1. Mianowicie:

- 1 | W miksie energetycznym 2050 można liczyć co najmniej na 240 TWh energii chemicznej z rolnictwa energetycznego. Jest to energia o bardzo dużym potencjale konwersji na rynki końcowe; w przypadku powszechnego zastosowania technologii biogazowych i kogeneracyjnych (technologicznie zintegrowanych) można byłoby uzyskać około 90 TWh energii elektrycznej plus 110 TWh ciepła (znacznie więcej niż potrzeba). Uwzględniając mikś technologii biogazowych i kogeneracyjnych, paliw płynnych (pierwszej i drugiej generacji) oraz biomasy można bez ryzy-

ka oszacować potencjał rolnictwa energetycznego na 60 TWh na rynku energii elektrycznej plus 70 TWh na rynku ciepła.

- 2 Poza rolnictwem energetycznym istnieje wielki potencjał „domykający” potrzebną podaż energii/paliw ze źródeł OZE (OZE/URE). W obecnej perspektywie są to przede wszystkim farmy wiatrowe, z rocznym potencjałem nie mniejszym niż 20 TWh. Dalej fotowoltaika, z podobnym potencjałem (wynikającym z dostępnej powierzchni dachów, elewacji i innych powierzchni odpowiednich do instalowania ogniw fotowoltaicznych). Następnie są to zasoby związane z gospodarką leśną (nie mniej niż 10 TWh energii elektrycznej i półtora razy więcej ciepła). Są to też: energetyka mikrowiatrowa (nie mniej niż 10 TWh) i hydroenergetyka (nie mniej niż 5 TWh). Są to również zasoby związane bezpośrednio z ochroną środowiska (spalarnie śmieci, oczyszczalnie ścieków).

#### Literatura

- [1] Popczyk J., Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej. Polski Klub Energetyczny Okręg Mazowiecki. Warszawa 2011.
- [2] Popczyk J., Energetyka 2011. Ustawa, której nie ma – rzecz o przebudowie energetyki, której rząd i korporacja unikają, czyli dalej para w gwizdek. Energetyka ciepła i zawodowa. 12/2011-1/2012.
- [3] Hodge B. K., Alternative Energy Systems and Applications. Wiley 2010.
- [4] Renewable Energy. Volume I: Renewable Energy Origins and Flows. Volume II: Renewable Energy Technologies I, Volume III: Renewable Energy Technologies II, Volume IV: Renewable Energy in Society. Edited by Bent Sørensen. Earthscan 2011.
- [5] PV Status Report. July 2011 (JRC Scientific and Technical Reports).
- [6] Solar Generation 6. Solar photovoltaic Electricity Empowering the World. EPHIA (European Photovoltaic Industry Association) 2011.
- [7] Wilczyński M., Gaz łupkowy. Szansa czy zagrożenie? Dwumiesięcznik „Realia i co dalej”, nr 3/2011).
- [8] Historia elektryki polskiej. Elektroenergetyka. Pod redakcją L. Nehrebeckiego. WNT. Warszawa 1992.

#### Nota o autorze

**Prof. Jan Popczyk.** Od 1987 roku profesor tytularny. W latach 1990-1995 współtworzył i realizował reformę elektroenergetyki, był Prezesem Polskich Sieci Elektroenergetycznych, współtworzył i realizował koncepcję odłączenia polskiego systemu elektroenergetycznego od systemu POKÓJ (ZSRR i kraje Europy Środkowej) i połączenia z systemem zachodnioeuropejskim (UCPTE/UCTE). Był u ministra finansów-wicepremiera L. Balcerowicza doradcą ds. całego kompleksu paliwowo-energetycznego, w szczególności dla elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa (1998-2000). Współpracował z ministrem gospodarki-wicepremierem J. Hausnerem (2003-2004) na rzecz sformułowania polskiej doktryny bezpieczeństwa energetycznego. Prowadzi badania w zakresie uwarunkowań przejścia energetyki w nowy etap rozwojowy, który nazywa SYNERGETYKA. Koncentruje się na szansach Polski wynikających z realizacji celów Pakietu 3x20 i Mapy Drogowej 2050, w szczególności na polskich mikrosach energetycznych 2020, 2030, 2050. Dyrektor Centrum Energetyki Prosumenckiej w Politechnice Śląskiej. Prezes Zarządu Stowarzyszenia Klaster 3x20.

# Rewolucja energetyczna od kuchni – o rozwoju energetyki prosumenckiej w Polsce

# 2

Krzysztof Żmijewski

**Streszczenie.** Od 1 stycznia 2016 r. można spodziewać się poważnego deficytu mocy spowodowanego wynikającą z dyrektywy LCP koniecznością wyłączenia ok. 5 000 MW. W tym terminie deficytu tego nie da się wyrównać inwestycjami w moce konwencjonalne – głównym powodem jest brak czasu. Uruchomienie ogólnopolskiego i wielkoskalowego Programu Budowy Energetyki Prosumenckiej jest najszybszym, najtańszym i najbardziej korzystnym dla polskiej gospodarki rozwiązaniem. Aby je zrealizować należy podjąć (lub dokończyć) działania w pięciu fundamentalnych obszarach: legislacji (odblokowanie możliwości), technologii (rozwój krajowego potencjału), logistyki (rozwój zaplecza instalacyjno-serwisowego), informacji (rozwój zaplecza informacyjno-konsultacyjnego) oraz finansowego (uruchomienie mechanizmów wsparcia). Podobne programy skutecznie uruchomiono m.in. w Wlk. Brytanii, Niemczech i w Holandii.

Zazwyczaj przewidywanie zjawisk gwałtownych, takich jak rewolucja, obarczone jest bardzo dużym stopniem niepewności, co automatycznie generuje wysoki poziom ryzyka zarówno dla próbującego takie przewidywanie sformułować, jak i dla tego, kto próbowałby to przewidywanie wykorzystać.

Postaramy się wykazać, że w rozpatrywanym przypadku rewolucji energetycznej poziom ryzyka jest zdecydowanie niski i ogranicza się do precyzyjnego określenia „kiedy”, a nie do dywagacji „czy”.

Rewolucja energetyczna oznacza tu, oczywiście, rozpoczęcie i rozwój procesu głębokiej rekonfiguracji sektora energetycznego, procesu, który rozwijać się będzie prawie całkowicie niezależnie od woli, chęci i zaangażowania samego sektora – podobnie jak w przypadku telefonii mobilnej, PC-tyzacji czy internetyzacji, które również odbywają się poza pierwotnymi, „głównymi” nurtami telekomunikacji (przewodowej), komputeryzacji (mainframowej) czy informatyzacji (ośrodkowej).

We wszystkich tych przypadkach mamy do czynienia ze zjawiskiem erozji skali, o której mówi m.in. Jeremy Rifkin<sup>1</sup>. Erozja skali to zjawisko, w którym ogromne ciśnienie powszechnej konkurencji napędzające i napędzane przez potęgę produkcji masowej powoduje, iż ceny produktów masowych nieustannie spadają, a jednocześnie ich możliwości, szczególnie jakościowe, nieustannie rosną. Znane jest zjawisko dwukrotnego wzrostu mocy obliczeniowej (szybkości, pojemności) desktopów i laptopów przy jednoczesnym połowieniu ceny za MB w okresach dwuletnich<sup>2</sup>. Podobne zjawisko jak w elektronice daje się zauważyć w elektroenergetyce, ale oczywiście nie tej dużej, systemowej – tu ceny są stabilne, a nawet rosną – a w rozproszonej, przydomowej, prosumenckiej pikoenergetyce.

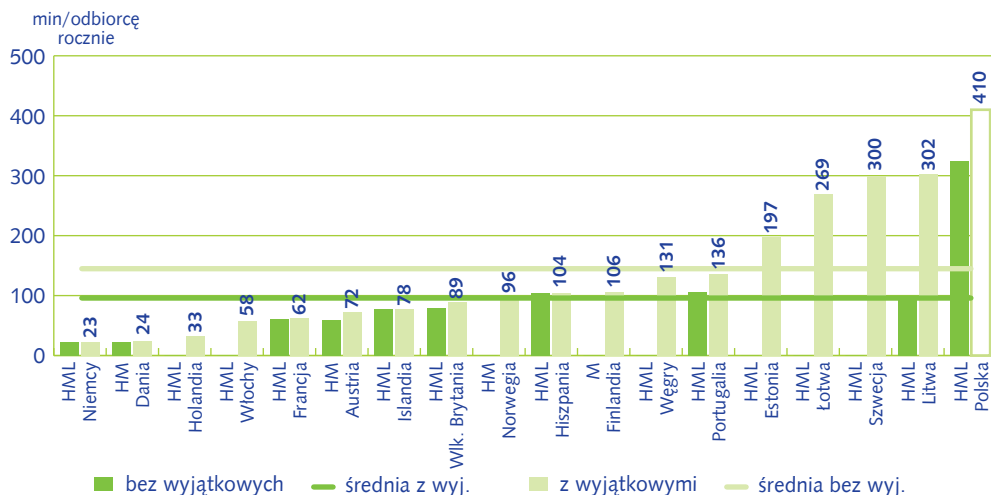
Wciąż jeszcze piko-źródła są droższe od źródeł systemowych, ich produktywność liczona w h/rok jest znacznie mniejsza, mniejsza jest też wydajność liczona w jednostkach energii końcowej uzyskanej z jednostki energii pierwotnej, czyli  $E_k/E_p$  [%], ale parametry te poprawiają się stale i to znacznie szybciej niż w przypadku energetyki systemowej – skoncentrowanej. Na przykład dla paneli fotowoltaicznych okres połowienia ceny wynosi obecnie 5 lat i stale się skraca. Obecnie cena kompletnej instalacji zamontowanej na dachu wynosi w Niemczech 2400 €/kW<sub>p</sub> (W<sub>p</sub> to moc szczytowa). Cena

<sup>1</sup> Wypowiedź na spotkaniu w Ministerstwie Gospodarki 10.02.2012 r.

<sup>2</sup> W zasadzie obecnie w ciągu 18 miesięcy, są też inne podobne prawa Krayder'a, Batters'a, Nielsen'a, Hendy'ego, Kennedy'ego por. [http://en.wikipedia.org/wiki/Moore's\\_law](http://en.wikipedia.org/wiki/Moore's_law)

1200 €/kW<sub>p</sub> generować już będzie wysoką opłacalność domowej, dachowej fotowoltaiki. W Polsce graniczny koszt instalacji to prawdopodobnie 1000 €/kW<sub>p</sub> – zależy to będzie od cen energii, systemów wsparcia, a także od stanu sektora. Im stan ten będzie gorszy, mierzony np. liczbą minut przerw w dostawie na odbiorcę, tym szybciej odbiorcy uciekać będą od energetyki systemowej w stronę energetyki rozproszonej. Sytuację w Polsce na tle innych państw Europy ilustruje Rys. 1 – słupki zielone to planowane przerwy w dostawie, słupki czerwone to przerwy łącznie (ta wartość głównie irytuje odbiorców). Sytuacja w Polsce jest wielokrotnie gorsza od europejskiej średniej – linie ciągłe.

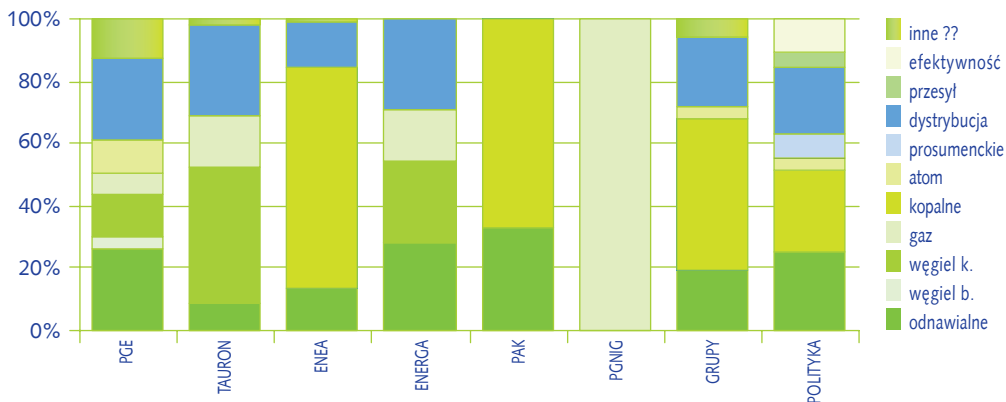
**Rysunek 1.** Nieplanowane przerwy w zasilaniu w 2007 r. (Niemcy i Wlk. Brytania 2006 r.) H – napięcia wysokie, M – średnie, L – niskie



Źródło: [1] 4TH Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, CEER 2008 r.

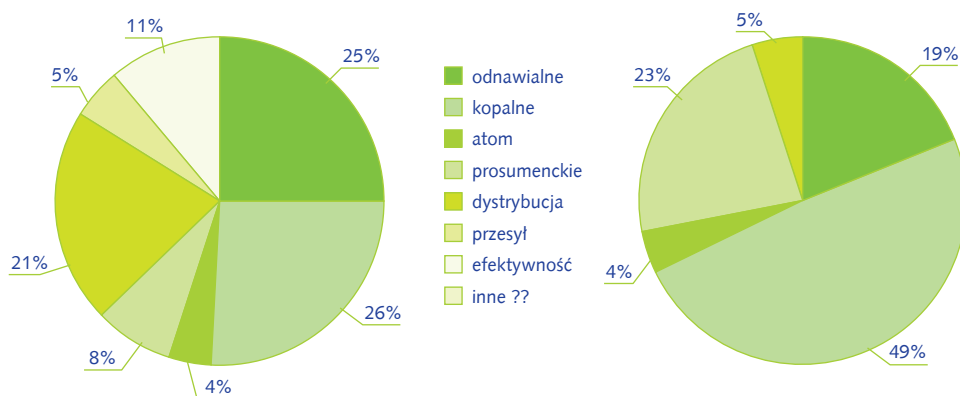
Analiza planów strategicznych, prezentowanych przez wiodące energetyczne grupy kapitałowe (por. Rys. 2 – Rys. 3) i porównanie ich z potrzebami, opisanymi w Polityce Energetycznej [2] i z wymienionymi w Zielonej Księdze SRNPRE [3] wskazuje, że energetyka systemowa nie zdoła w horyzon-

**Rysunek 2.** Porównanie strategii inwestycyjnych do 2020 r. (ENERGA do 2015 r.) Grup Kapitałowych z oczekiwaniami Polityki Energetycznej do 2020 r.



Źródło: Archiwum SR NPPE [3]

**Rysunek 3.** Polityka Energetyczna a synteza strategii Grup Kapitałowych



Źródło: Archiwum SR NPRE [3]

cie lat 2015-2017 odbudować ubytku mocy, spowodowanego zakończeniem okresu ulgi specjalnej, zawartej w tzw. „derogacji naturalnej 20 000 godzin” [4] do Dyrektywy LCP [5]. Derogacja ta pozwalała nam użytkować bloki ciepłownicze, elektrociepłownicze i elektrowniane pomimo, iż nie spełniały one wymogów Dyrektywy LCP w zakresie emisji  $SO_2$ . Powinny być one wyłączone od 01.01.2008 roku, jednak derogacja zezwoliła na ich funkcjonowanie jeszcze 20 000 godzin, ale nie dłużej niż do 31.12.2015 roku.

Warunkiem uzyskania ulgi było złożenie notarialnego zobowiązania o zamknięciu bloku, co też elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie uczyniły. Zamknięto już prawie 1500 MW<sub>e</sub>, a do zamknięcia pozostaje 5000 MW<sub>e</sub>. Tej mocy w styczniu 2016 roku zabraknie, chyba że uruchomione zostaną inne, substytucyjne procesy inwestycyjne, kompensujące ten brak. Dokładniejsza analiza strategii inwestycyjnych Grup Kapitałowych (por. Rys. 2 i Rys. 3) wskazuje, że Polityka Energetyczna nie zostanie zrealizowana w zamierzonym zakresie. Za mało jest inwestycji w źródła odnawialne a za dużo w elektrownie na paliwa kopalne, brak także inwestycji w efektywność energetyczną<sup>3</sup>. Realny program inwestycyjny z 4-letnim horyzontem, a więc do końca 2015 roku, to:

- 1 Uzyskanie redukcji zapotrzebowania na moc rzędu 2000 MW w wyniku poprawy efektywności energetycznej. W szczególności trzeba mieć na uwadze oświetlenie ulic, budynków biurowych, handlowych i publicznych. Ponadto poprawę efektywności wind, wentylatorów, silników itp. W rozwiązaniu tego problemu powinna pomóc Ustawa o Efektywności Energetycznej, wchodząca operacyjnie w życie od 01.01.2013 roku, ale uwzględniająca inwestycje realizowane od 01.01.2011 roku.
- 2 Około 2000 MW można uzyskać budując lub modernizując linie transgraniczne. Dotyczy to m. in. odbudowy i modernizacji linii 750 kV Widelka – Chmielnicka (Ukraina), pozwalającej na zasilanie naszego systemu z Chmielnickiej Elektrowni Jądrowej, drugą wschodnią linią jest linia 110 kV Białystok – Roś (Białoruś), trzecią – słynny most Polska – Litwa 400 kV Warszawa – Narew – Łomża – Elk – granica – Alytus (Litwa) oraz przebudowa linii Ostrołęka – Olsztyn-Mątki z 220 kV na 400 kV. Warunkiem realizacji tych inwestycji jest umożliwienie ich budowy bez konieczności organizowania w Polsce Mistrzostw Świata w Piłce Nożnej lub Olimpiady (tak, jak to było w przypadku linii Ostrów – Plewiska, Pasikurovice – Wrocław i Poznań (Plewiska) – Piła. Chodzi o przyjęcie rozwiązań proponowanych w projekcie Ustawy o Korytarzach Przesyłowych, która niestety nie jest obecnie procesowana w Sejmie.

<sup>3</sup> Ustawa o Efektywności Energetycznej wymaga inwestycji za min 3% obrotu rocznego w spółkach obrotu.



- 3 Trzecie brakujące 2000 MW można będzie uzyskać rozwijając energetykę rozproszoną na najniższym możliwym poziomie, a więc pikoenergetykę prosumencką. Część niezbędnych zmian legislacyjnych odblokowujących jej rozwój zawiera już Ustawa o Odnawialnych Źródłach Energii. Niestety z założenia nie zawiera ona odniesień do źródeł wysokosprawnych i niskoemisyjnych, a mianowicie do elektrociepłowni domowych, czyli tzw. mikro- lub piko-kogeneracji. Ten obszar to ok. 3 mln potencjalnych inwestorów indywidualnych w małych miasteczkach i na przedmieściach dużych miast, tzn. wszędzie tam, gdzie gaz wykorzystywany jest do ogrzewania pomieszczeń [6]. Do tego można by dodać te mieszkania, gdzie gaz wykorzystywany jest tylko do produkcji ciepłej wody, ale ten pomysł nie wydaje się rozsądnym, ponieważ z ciepłej wody korzysta się tylko sporadycznie. Trzeba pamiętać, że oprócz gazu ziemnego mamy jeszcze ponad 75 tys. użytkowników gazu płynnego LPG [7].
- 4 Nowa Ustawa o Odnawialnych i Niskoemisyjnych Źródłach Energii mogłaby uruchomić ogromny potencjał inwestycyjny, a mianowicie docelowo ok.:
- 2.7 mln piko-elektrociepłowni domowych o mocy 3000 MW<sub>e</sub> łącznie (66,7% potencjału)
  - 4.5 mln paneli fotowoltaicznych o mocy 4500 MW<sub>e</sub> łącznie (100% potencjału)
  - 3 mln piko-wiatraków o pionowej osi obrotu o mocy 3000 MW<sub>e</sub> łącznie (66,7% potencjału)
- Razem daje to 10,2 GW<sub>e</sub> w perspektywie do roku 2025. W perspektywie do 2016 roku można by uzyskać ok. 20%, czyli nadmieniane 2000 MW<sub>e</sub>. Trzeba też zaznaczyć, że na wsi już 20,3% mieszkań (20,6% mieszkańców) jest podłączona do gazu sieciowego, czyli 844 tysiące mieszkań. W miastach 38,6%, czyli 3 228 tysięcy mieszkań korzysta z gazu sieciowego.

System, w którym musimy liczyć się z wieloma zdarzeniami niesterowalnymi przez Centralnego Operatora, musi mieć wbudowane narzędzia umożliwiające jego stabilizację, a przede wszystkim równoważenie popytu z podażą. Elektrowni regulacyjno-szczytowych powinno być kilka, a ich zoptymalizowane lokalizacje należy ustalić analizując scenariuszowo możliwe sytuacje w systemie, sieci i na rynku. Obecna technika informatyczna pozwala na takie analizy, a sektor ITC umożliwi stworzenie inteligentnych systemów z inteligentnymi sieciami, licznikami, generacją i odbiorem.

Możliwe jest też sterowanie źródłami rozproszonymi, a nawet pikoźródłami prosumenckimi, o ile tylko będzie ono prowadzone rynkowo (z korzyścią dla odbiorcy). Takim pomocnikiem prosumenta mogą być operatorzy HAN (Home Area Network) lub LEB (Local Energy Brokers) pracujący dla prosumentów, ale pomagający także w równoważeniu systemu.

Jesteśmy przekonani, że energetyka prosumencka zajmie swoje miejsce na energetycznej scenie i będzie na niej odgrywała jedną z najważniejszych ról. Nie do przecenienia jest jej rola nie tylko w domykaniu bilansu energetycznego kraju, lecz również w tworzeniu prawdziwej rynkowej konkurencji na targowisku energii. Chodzi tu o to samo zjawisko, które zaszło w telekomunikacji pod wpływem komórek i w informatyce pod wpływem pecetów. Erozja skali uruchamia konkurencję, a konkurencja poprawia jakość i innowacyjność.

Co więc należy zrobić, aby proces kreowania nowego, sieciowego rynku energii przyspieszyć? Odpowiedź da się zamknąć w pięciu głównych dziedzinach.

Pierwszą jest **legislacja**, która musi odblokować możliwość funkcjonowania prosumentów bez konieczności spełniania wszystkich skomplikowanych wymagań nakładanych na wytwórców profesjonalnych. Argument jest tu niepodważalny – nie można wymagać od kajakarza takich kompetencji, jak od kapitana żeglugi wielkiej, a od operatora szpadla, takich jak od operatora koparki. Wyłom w tej dziedzinie robi projekt nowej Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii, który zwalnia właścicieli mikroinstalacji (Art. 13 ust. 2 definiuje *de facto* prosumenta) z obowiązku rejestracji działań

ności gospodarczej i z wymagania posiadania koncesji oraz upraszcza sposób rozliczeń, zastępując system zielonych certyfikatów (których prosument produkowałby kilka rocznie) systemem taryfy „karmiącej” (*feed in tariff*), która, w zasadzie, jest tu rodzajem taryfy netto. Takie rozwiązanie wymaga oczywiście inteligentnego licznika, ale obecnie nie jest to już problemem technicznym ani ekonomicznym.

Niestety, wszystkie te fantastyczne ułatwienia dotyczą tylko mikroinstalacji odnawialnych. W interesie państwa leży rozszerzenie ich na wysoko wydajne instalacje nisko emisyjne, co oznacza mikroelektrociepłownie domowe – głównie zasilane gazem (ziemnym lub LPG). Ponieważ mechanizmy regulacji, implementacji i wsparcia powinny być w obu obszarach takie same (z dokładnością do tzw. współczynnika korekcyjnego, regulującego opłacalność takiej instalacji), to rozsądnym byłoby umieszczenie ich w jednym akcie prawnym, a mianowicie w Ustawie o Odnawialnych i Niskoemisyjnych Źródłach Energii. Ustawa ta, w zakresie pikoźródeł (mikroinstalacji prosumenckich art. 13 ust. 2 Ustawy o OZE), powinna:

- zwalniać z obowiązku rejestracji działalności gospodarczej
- zwalniać z obowiązku posiadania koncesji
- wprowadzać system wsparcia taryfy netto (zamiast zielonych certyfikatów)
- wprowadzać obowiązek instalowania przez uprawnionego instalatora

Te wszystkie wymagania spełnia projekt nowej Ustawy o OZE. Ponadto należałoby wprowadzić:

- obowiązek posiadania homologacji środowiskowej dla instalowanego urządzenia. Homologacja taka byłaby jednoznaczna z posiadaniem pozytywnej oceny oddziaływania na środowisko,
- zasadę zgłaszania instalacji do władz budowlanych bez konieczności starania się o pozwolenie na budowę,
- zasadę bezwarunkowego przyłączenia do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, z ewentualną możliwością wprowadzenia opcjonalnego okresu odwleczenia (*grace period*), nie dłuższego niż 6 miesięcy.

Z zasad powyższych powinny być wyłączone źródła gazowe na terenach objętych działaniem sieci ciepłowniczych, co winno być stwierdzone w gminnym planie zaopatrzenia w energię. Brak takiego wyłączenia prowadziłby do likwidacji ciepłownictwa i dużej kogeneracji a nie byłoby to roztropne na terenach o dużej gęstości odbioru ciepła<sup>4</sup>.

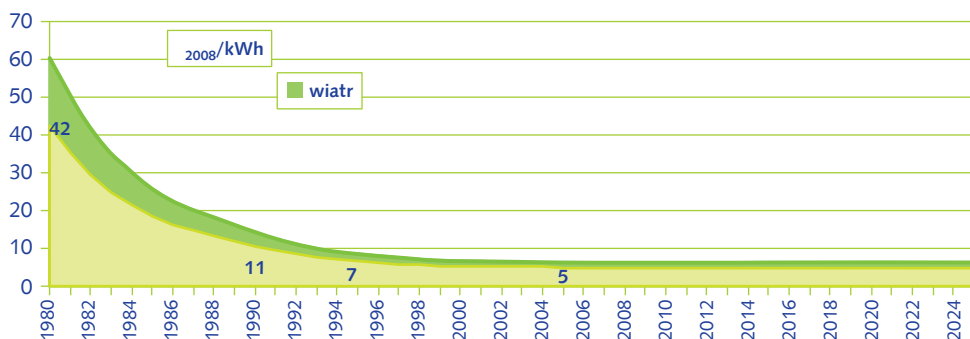
Drugą krytyczną dziedziną jest **technologia**. Ta, na szczęście, rozwija się sama i jest mało prawdopodobne, aby ktokolwiek mógł ten rozwój zahamować.

Trendy rozwojowe technologii odnawialnych pokazują Rys. 4 i Rys. 5. Nic nie wskazuje na to, aby rzeczywistość odbiegała od tych trendów. Z punktu widzenia interesów rozwoju gospodarczego Polski należałoby podjąć starania, aby przewidywany, ogromny, choć rozproszony, strumień środków inwestycyjnych w jak największej części osadzał się w Polsce. Przepisy Unii Europejskiej zakazują podejmowania takich działań bezpośrednio (np. w trybie nakazu lub zakazu), ale umożliwiają podejmowanie ich pośrednio – co czynią wszystkie bardziej doświadczone Państwa Członkowskie.

Warto pamiętać, że Polska jest europejską potęgą w zakresie produkcji artykułów AGD oraz, że polska elektronika przemysłowa produkuje urządzenia najwyższej, światowej jakości. Podobne stwierdzenie dotyczy również monitorów. Produkcje te niewiele różnią się od urządzeń pikoenergetyki, bo stosują te same technologie wytwórcze. Oznacza to, że potencjalnie Polska mogłaby być europejskim potentatem także i w tym zakresie. Trzeba by tylko zastosować odpowiednie narzędzia motywacji i wsparcia. Na tym stwierdzeniu należy zakończyć, ponieważ narzędzia te nie są tematem tego artykułu.

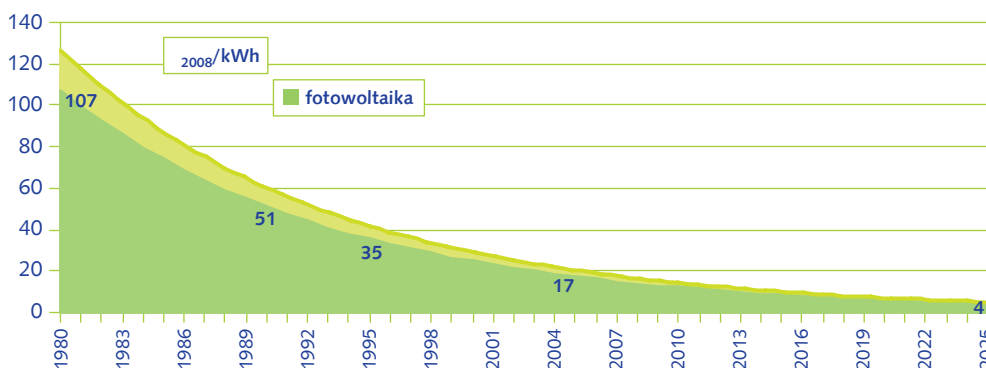
<sup>4</sup> Dobrze by było, aby polskie miasta takie mapy gęstości miały.

Rysunek 4. Krzywa uczenia się. Koszty wytwarzania w energetyce wiatrowej – od 2005 r. prognoza



Źródło: Krzysztof Żmijewski Klimat Atom i Mikrogeneracja; Raport Instytutu Kwiatkowskiego [8]  
Opracowanie własne na podstawie Marc Cooper 2010 oraz Mycle Schneider Consulting

Rysunek 5. Krzywa uczenia się. Koszty wytwarzania w energetyce fotowoltaicznej – od 2005 r. prognoza



Źródło: Jak na Rys. 4.

Dziedzina trzecia, to – nieco w Polsce niedoceniana – **logistyka** systemu, a więc organizacja sprzedaży i instalacji, ale przede wszystkim serwisu (bo nie po to chcemy pozbawiać się kłopotu, aby kupić inny) oraz eksploatacji. Z naciskiem na eksploatację, ponieważ trudno sobie wyobrazić przeciętnego Kowalskiego siedzącego przed licznikiem lub monitorem komputera i sterującego pracą swojego hybrydowego mikrosystemu energetycznego, na który składać się będą: domowa elektrociepłownia, pikowiatrak, ogniwo słoneczne, akumulatory, pompa ciepła i klimatyzator – uff. Takim układem powinien zarządzać inteligentny program komputerowy, nadzorowany przez eksperta z lokalnego HAN. Właściciel winien tylko oceniać końcowe efekty (i móc z łatwością zmieniać swojego operatora HAN) według zasady „po owocach ich poznać” (Mat. 7:16).

Wszystko to zdarzyć się może odpowiednio szybko, jeżeli **informacja** o istniejących możliwościach i ich pozytywnych skutkach dotrze do społeczeństwa szybko. Państwo nie może poczuć się zwolnione ze swoich obowiązków w tej czwartej dziedzinie – aczkolwiek wielu polityków woli swoje obowiązki przekazać „niewidzialnej ręce rynku”. To oczywiście, że pogląd ten jest sprzeczny z fundamentalną zasadą pomocniczości (subsydiarności), na której opiera się legitymacja samego państwa. Zainteresowanych problemem odsyłam do fascynującej książki Tomasa Sedlacka „Ekonomia Dobra i Zła” [9] zawierającej m.in. krytyczną analizę tej „niewidzialnej ręki” w aspekcie maksymalizacji Dobra.

Konkludując, obowiązkiem państwa jest poinformowanie obywateli o ich prawach, możliwościach działania i możliwym wkładzie we wspólne budowanie wspólnego obszaru bezpieczeństwa energetycznego.

Piątą dziedziną wsparcia są **finanse**, bez których realizacja EnNet (Energetyki Sieciowej) będzie znacznie utrudniona, a więc opóźniona. Jednym ze sposobów wsparcia jest odpowiedni system taryfowania energii prosumenckiej. Istnieją jednak jeszcze inne możliwości, takie jak np.: obniżenie podatku VAT do 7%, tak jak dla budownictwa. Jednym z mechanizmów finansowania, obniżającym próg wejścia, do poziomu akceptowalnego przez prosumenta – prawdopodobnie ok. 1000 €/kW<sub>p</sub> – mogłyby być Fundusze Efektywności Energetycznej<sup>5</sup> zasilane z ogromnych środków, które Polska otrzymywać będzie z aukcyjnej sprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Środki te trudno będzie przekazać bezpośrednio do przemysłu z uwagi na ograniczenia dotyczące pomocy publicznej, ale będzie je można przekazywać obywatelom, a za ich pośrednictwem i przedsiębiorcom.

Dzięki temu mogą być ogromnym stymulatorem rozwoju gospodarczego. Będzie to znacznie lepsze ich wykorzystanie niż np. finansowanie emerytur pomostowych, mundurowych, prokuratorskich itp. itd. Niezależnie od wsparcia, lub jego braku, rewolucja zwycięży – zaczynając od zdobycia przyczółków w naszych kuchniach, łazienkach, komórkach, przedpokojach i piwnicach oraz na naszych dachach. Rewolucja zdobędzie pole od kuchni, w przenośni i dosłownie.

---

## Rekomendacje

Uruchomienie ogólnopolskiego i wielkoskalowego Programu Budowy Energetyki Prosumenckiej jest najszybszym, najtańszym i najbardziej korzystnym dla polskiej gospodarki rozwiązaniem. Aby je zrealizować należy podjąć (lub dokończyć) działania w pięciu fundamentalnych obszarach: legislacji (odblokowanie możliwości), technologii (rozwój krajowego potencjału), logistyki (rozwój zaplecza instalacyjno-serwisowego), informacji (rozwój zaplecza informacyjno-konsultacyjnego) oraz finansowego (uruchomienie mechanizmów wsparcia).

Podsumowując powyższych pięć dziedzin, zadaniem Państwa jest sprawić: żeby było można, żeby było co, żeby było jak, żeby było o tym wiadomo i żeby się to opłacało. W efekcie wszyscy na tym skorzystamy. I Obywatele i Państwo.

**Widzę możliwość burzliwego rozwoju silnie rozproszonej energetyki prosumenckiej. W zasadzie pytanie brzmi nie „czy”, ale „kiedy”, a konkretnie która opcja polityczna zrozumie tę nieuchronność rozwoju technologii opartej na zjawisku „erozji skali”. Opcja ta jeśli nie przeprowadzi rewolucji energetycznej przed blackout'em to zdobędzie władzę i zrobi to po blackout'cie.**

---

### Bibliografia

- [1] 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply; Council of European Energy Regulators CEER; grudzień 2008r. Bruxelles; [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2008](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2008)
- [2] Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku; Ministerstwo Gospodarki; listopad 2010 Warszawa; <http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf>
- [3] Zielona Księga Narodowego Programu Redukcji Emisji; Społeczna Rada NPRES; listopad 2011 Warszawa; [http://www.rada-npre.pl/index.php?option=com\\_content&view=article&id=10&Itemid=13](http://www.rada-npre.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=10&Itemid=13)

---

<sup>5</sup> np. w NFOŚiGW i w funduszach wojewódzkich.

- [4] Sprawozdanie Dla Komisji Europejskiej dotyczące istniejących źródeł emisji korzystających z zapisów art. 4 ust. 4 Dyrektywy 2001/80/WE art. 4 ust. 4 Dyrektywy LCP 2001/80/WE Ministerstwo Środowiska marzec 2011 Warszawa; [http://www.mos.gov.pl/g2/big/2011\\_07/7b697362670afbe80aac72a1feaa903e.pdf](http://www.mos.gov.pl/g2/big/2011_07/7b697362670afbe80aac72a1feaa903e.pdf)
- [5] Dyrektywa 2001/80/WE (LCP – Large Combustion Plants) Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23.10.2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=D-D:15:06:32001L0080:PL:PDF> (Zastąpiona przez Dyrektywę 2010/75/UE (IED – Industrial Emission Directive) z dnia 24.11.2010 r. w sprawie emisji przemysłowych)
- [6] Warunki bezpiecznego użytkowania domowych urządzeń spalających gaz; Jerzy Antoni Żurański ITB 2003 r.; [www.itb.pl/files/itb/porady\\_zuranski\\_warunki.pdf](http://www.itb.pl/files/itb/porady_zuranski_warunki.pdf)
- [7] Portal WNP.pl | Nafta; marzec 2010 r.; [http://nafta.wnp.pl/lpg/w-polsce-dziala-niemal-75-tys-zbiornikow-na-gaz-lpg,106059\\_1\\_0\\_0.html](http://nafta.wnp.pl/lpg/w-polsce-dziala-niemal-75-tys-zbiornikow-na-gaz-lpg,106059_1_0_0.html)
- [8] Klimat Atom i Mlikrogeneracja; Krzysztof Żmijewski; Raport Instytutu Kwiatkowskiego marzec 2012 Warszawa; Opracowanie własne na podstawie Marc Cooper 2010 oraz Mycle Schneider Consulting; [http://www.boell.cz/downloads/20111013MycleSchneiderHBS-PragLQ\(1\).pdf](http://www.boell.cz/downloads/20111013MycleSchneiderHBS-PragLQ(1).pdf)
- [9] Ekonomia Dobra i Zła; Tomáš Sedláček; Studio EMKA styczeń 2012 r. Warszawa;

**Dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski**, prof. Politechniki Warszawskiej, Wydział Inżynierii Lądowej, Sekretarz Generalny Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej, ekspert w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej, gospodarki niskoemisyjnej i zrównoważonego rozwoju.

# Generacja rozproszona w krajowym systemie elektroenergetycznym – korzyści i problemy

3

Mariusz Kłós

**Streszczenie:** Prezentowany artykuł dotyczy procesów wdrażania polityki zrównoważonego rozwoju z wykorzystaniem technologii energetycznych zaliczanych do szeroko rozumianej generacji rozproszonej, celem spowolnienia światowego kryzysu energetycznego. W artykule naświetlono korzyści, ale również problemy i wyzwania w ujęciu technicznym i formalno prawnym związane z możliwością wprowadzania technologii generacji rozproszonej do struktur krajowego systemu elektroenergetycznego.

## Wstęp

Kolejne próby spowolnienia światowego kryzysu energetycznego, związanego z nieodwracalnym wyczerpywaniem się paliw kopalnych, doprowadziły do powstania idei zrównoważonego rozwoju. Jest ona szczególnie ukierunkowana na kraje i całe, współzależne regiony, ubogie w surowce energetyczne. Taka sytuacja ma miejsce w większości krajów Unii Europejskiej, w których wydobywanie własnych surowców stanowi jedynie niewielki procent w ogólnym bilansie energetycznym, a rozwój gospodarczy jest silnie zależny od ich importu. Cele polityki zrównoważonego rozwoju w zakresie energetyki można opisać następująco [1]:

- ograniczenie jednostkowych emisji zanieczyszczeń,
- redukcja emisji dwutlenku węgla,
- poprawa sprawności pozyskiwania użytecznych rodzajów energii,
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w ogólnym bilansie energetycznym,
- dążenie do energetycznego zbilansowania obszarów.

Założenia są szczytne, ale bardzo kłopotliwe w realizacji. Powyższe zmusza do przyszłościowego myślenia i kreowania nowych rozwiązań w kluczowych dla funkcjonowania każdego państwa sektorach gospodarki. Założenia generacji rozproszonej, dziedziny interdyscyplinarnej, łączącej wszystkie aspekty funkcjonowania społeczeństw, idealnie wpisują się w możliwości realizacji wymienionych celów. Realizacja celów polityki zrównoważonego rozwoju poprzez wprowadzenie na szeroką skalę generacji rozproszonej nie jest możliwa bez modernizacji systemu elektroenergetycznego, który z technicznego punktu widzenia jest podstawą funkcjonowania każdego państwa. Polski system elektroenergetyczny nie posiada nowoczesnej infrastruktury. Główną wadą jest tu niska efektywność wytwarzania energii elektrycznej i duże niedoinwestowanie infrastruktury technicznej w szczególności infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej [8]. Polski system elektroenergetyczny bazuje na elektrowniach i elektrociepłowniach węglowych, co jest sprzeczne z unijnymi dyrektywami dotyczącymi ochrony środowiska i promowania innowacyjnych technologii wytwarzających wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE). Bardzo kłopotliwym czynnikiem hamującym normalne procesy ewolucyjne, praktycznie każdej struktury technicznej, jest niechęć krajowego sektora energetycznego do wprowadzania jakichkolwiek innowacji na poziomie poszczególnych podsektorów: wytwórczego, przesyłowego, dystrybucyjnego i odbiorcy końcowego. Wszelkie dotychczasowe zmiany nie są wynikiem chęci zmodernizowania krajowego sektora elektroenergetycznego a jedynie potrzebą wypełniania dyrektyw unijnych. Kryzys ekonomiczny, z którym mamy do czynienia dodatkowo znacząco spowolnił procesy restrukturyzacji i przebudowy. Innymi słowy jesteśmy w początkowym okresie zmian polskiej energetyki, pomimo

głoszonych od dawna przez środowiska naukowe haseł, że rozwój generacji rozproszonej może stać się przyczynkiem do wprowadzenia polskiego sektora elektroenergetycznego na nowe tory.

## Generacja rozproszona – próba zdefiniowania obszaru i potencjalnych technologii wytwórczych

Generacja rozproszona to małe i średnie układy wytwórcze energii elektrycznej i ciepła (w tym chłodu), mogące również pracować w skojarzeniu. Wykorzystuje się tu zarówno konwencjonalne jak i alternatywne technologie energetyczne. Układy te wykorzystują różne nośniki energii pierwotnej, zarówno klasyczne, jak węgiel, gaz ziemny, ropa, jak również odnawialne i alternatywne, jak słońce, wiatr, woda, gazy powstałe w procesach produkcyjnych, w tym biogaz i biomasa. Zakłada się, że generacja rozproszona powinna współpracować z sieciami dystrybucyjnymi średniego i niskiego napięcia. Mogą też pracować jako źródła autonomiczne, zasilając jednego lub grupę wydzielonych odbiorców (odbiorników). W ostatnich latach obserwuje się bardzo duże zainteresowanie generacją rozproszoną, szczególnie w krajach wysokorozwiniętych. Ze wszystkich, dojrzałych technologii wykorzystujących paliwa kopalne największe szanse, również w Polsce, upatruje się w wysokosprawnych układach kogeneracyjnych mających najmniejszy wpływ na środowisko i wysoką sprawność. Stworzenie nowoczesnej infrastruktury elektroenergetycznej, bazując jedynie na OZE, jest na tym etapie rozwoju tych źródeł niemożliwe. W tabeli 1 przedstawiono obecnie rozwijane i wdrażane technologie kogeneracyjne wraz z przeglądem stosowanych tu paliw [9].

**Tabela 1.** Istniejące technologie kogeneracyjne wraz z przeglądem stosowanych tu paliw

Technologie kogeneracyjne	Zakres mocy [kW]	Rodzaj paliwa			
		Stałe	Płynne	Gazowe	Inne
Mikroturbiny (gazowe)	100 ÷ 2000		Paliwa płynne powstałe z ropy naftowej, Biopaliwa (biopłyn)	Gaz ziemny, Biogaz	
Silniki ze spalaniem wewnętrznym	5 ÷ 5000		Paliwa płynne powstałe z ropy naftowej, Biopaliwa (biopłyn)	Gaz ziemny, Biogaz	
Mikroturbiny (parowe)	2000 ÷ 5000	Paliwa stałe (węgiel kamienny i brunatny), Biomasa	Paliwa płynne powstałe z ropy naftowej, Biopaliwa (biopłyn)	Gaz ziemny, Biogaz	Ciepło geotermalne
Silniki Stirlinga	1 ÷ 150	Paliwa stałe (węgiel kamienny i brunatny), Biomasa	Paliwa płynne powstałe z ropy naftowej, Biopaliwa (biopłyn)	Gaz ziemny, Biogaz	Ciepło geotermalne
Cykl Rankine'a (organiczny)	400 ÷ 2000	Biomasa			Ciepło geotermalne

---

## Korzyści wprowadzenia na szeroką skalę generacji rozproszonej w struktury krajowego sektora energetycznego

Szerokie wprowadzenie technologii energetycznych zdefiniowanych jako generacja rozproszona wraz z innymi podsystemami umożliwi tworzenie lokalnych infrastruktur elektroenergetycznych, co przełoży się na reformę całego sektora elektroenergetycznego. Wstępne analizy pokazują, że rozwój generacji rozproszonej przyczyni się również do rozwoju lokalnych społeczności (zwiększenie roli samorządów, nowe miejsca pracy itp.). Przy zachowaniu obecnej struktury techniczno organizacyjnej sektora elektroenergetycznego jego przyszłość jest, lekko mówiąc, niepewna. Wśród potencjalnych korzyści należy przede wszystkim wymienić [3, 4, 5, 6, 7, 9, 10]:

- zmniejszenie skutków dużych awarii systemowych;
- tworzenie i rozwój lokalnych rynków energii, rozwój samorządów;
- rozwój lokalnej polityki energetycznej;
- ograniczenie strat mocy czynnej i biernej na przesył i dystrybucję (źródło zainstalowane blisko odbiorcy);
- znaczna redukcja wpływu sektora energetycznego na środowisko wynikająca z odchodzenia od energetyki węglowej i wprowadzenia na szeroką skalę technologii OZE i wysokosprawnej kogeneracji wykorzystującej paliwa gazowe;
- poprawa parametrów jakościowych energii elektrycznej i wynikająca z tego poprawa obsługi odbiorców końcowych;
- uniknięcie lub odsunięcie w czasie modernizacji, bądź rozbudowy linii elektroenergetycznych WN i NN;
- zacieśnianie więzi pomiędzy nauką a przemysłem – różnorodność techniczna powinna przełożyć się na potrzebę opracowywania i wdrażania własnych innowacyjnych rozwiązań technologicznych i kształcenie w tej dziedzinie nowoczesnej, wszechstronnej kadry inżynierskiej (transfer technologii i wiedzy);
- wpływ na rozwój nowoczesnego proekologicznego sektora transportowego (nowoczesna kolej i pojazdy elektryczne);
- stymulacja nowej gałęzi gospodarki (mikrosieci elektroenergetyczne wraz z zapleczem organizacyjno-technicznym);
- z politycznego punktu widzenia realizacja celów polityki 3 x 20 oraz innych dyrektyw energetycznych i środowiskowych Unii Europejskiej;
- aktywny udział odbiorcy w rynku energii.

Z przytoczonych tu potencjalnych korzyści wynika, że rozwój generacji rozproszonej może usprawnić nie tylko z technicznego, ale i społecznego punktu widzenia funkcjonowanie poszczególnych regionów kraju i co za tym idzie, przełoży się pozytywnie na poziom życia polskiego społeczeństwa. Generacja rozproszona umożliwia wprowadzanie w życie podstawowych zasad będących priorytetowymi dla gospodarczego rozwoju każdego państwa, a w szczególności polityki energetycznej, w tym: kluczowej w obecnych czasach, niezależności energetycznej.

---

## Bariery dla rozwoju generacji rozproszonej w Polsce

Chciałoby się powiedzieć, że generacja rozproszona mogłaby dać początek gwałtownemu rozwojowi polskiej myśli technicznej i co najważniejsze polskiej gospodarki. Niestety istnieje szereg barier natury ekonomicznej, technicznej i organizacyjno-prawnej hamujących jej rozwój. Do kluczowych problemów można zaliczyć:

- niedostateczną dojrzałość techniczno-ekonomiczną odnawialnych i alternatywnych technologii wytwórczych;



- obawę przed destabilizacją systemu elektroenergetycznego zakładając duży udział w bilansie energetycznym niestabilnych źródeł energii;
- brak szczegółowych wytycznych dotyczących przyłączania małych jednostek wytwórczych do sieci niskiego napięcia;
- silną zależność od technologii zagranicznych;
- niedostateczny udział środków publicznych w finansowaniu nauki, w tym również rozpraszanie środków publicznych (unijnych) przeznaczanych na projekty i wdrożenia;
- brak regulacji prawnych umożliwiających powstawanie lokalnych rynków energii, w tym brak dynamicznego systemu taryf;
- niedostateczne prowadzenie edukacji społecznej w zakresie ekologii i techniki;
- brak silnych powiązań pomiędzy nauką a biznesem, bez których przebudowa krajowego sektora energetycznego jest niemożliwa do zrealizowania;
- niechęć do zmian OSD i OSP;
- niechęć do reformy sektora energetycznego dużych wytwórców.

Z całą pewnością ta lista nie wyczerpuje wszystkich problemów. Natomiast daje jasno do zrozumienia, że czeka nas energetyczna rewolucja, do której należy przygotować polską gospodarkę działającą jednogłośnie i konsekwentnie.

---

## Posumowanie

Wprowadzenie na szeroką skalę generacji rozproszonej wiąże się z wprowadzeniem, tak nie lubianych, daleko idących zmian krajowego sektora elektroenergetycznego, począwszy od samej filozofii funkcjonowania, skończywszy na zmianie topologii i systemów zarządzania przyszłymi zintegrowanymi, lecz całkowicie niezależnymi podsystemami elektroenergetycznymi. Standardy techniczne i formalno – prawne będą wyznaczone przez użytkownika końcowego, a nie narzucane mu, jak to ma miejsce obecnie. W dobie propagowania efektywnego i racjonalnego użytkowania energii i dbałości o środowisko naturalne to właśnie użytkownik końcowy będzie miał największy wpływ zarówno z technicznego, jak i ekonomicznego punktu widzenia, na przyszłą, nieuchronną i naturalną ewolucję krajowego sektora energetycznego. Pamiętać należy, że tak dużych procesów nie da się przeprowadzić w ciągu roku, nawet kilku lat i nie jedynie siłami departamentów administracyjnych. Jeśli chcemy mieć nowoczesny sektor energetyczny, musimy opracować długofalową politykę, która pozwoli zdefiniować go na nowo ze wszystkimi aspektami ekonomicznymi, formalno – prawnymi i własnym samowystarczalnym zapleczem technicznymi, a następnie konsekwentnie wdrażać ją w życie. Środowisko naukowe jest zgodne, że za kilkadziesiąt lat połowa światowej produkcji energii będzie generowana w źródłach odnawialnych współpracujących z konwencjonalnymi technologiami wytwórczymi w ramach małych, lokalnych, praktycznie niezależnych systemów elektroenergetycznych.

---

### Literatura

1. Biczal P.: Integracja rozproszonych źródeł energii w mikrosieci prądu stałego. Rozprawa habilitacyjna, Wydział Elektryczny, Politechnika Warszawska.
2. Praca zbiorowa: Ekoinnowacje na Mazowszu. Warszawa 2011.
3. Gąsiorowska E., Paska J., Surma T.: Wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem zasobów odnawialnych – realizacja celów roku 2010 oraz perspektywa roku 2020. XVIII konferencja naukowo – techniczna REE 2011, Kazimierz Dolny 2011.
4. Malko J.: Rozwój energetyki rozproszonej z uwzględnieniem uprawnień samorządów lokalnych. Energetyka XXI wieku – szanse i bariery, Warszawa 2000.
5. Malko J.: Generacja rozproszona w europejskiej polityce energetycznej. Materiały konferencyjne Sieci Elektroenergetyczne w Przemysle i Energetyce, Szklarska Poręba, 2004.

6. Miller N., Ye Z.: Report on Distributed Generation Penetration Study, National Renewable Energy Laboratory, August 2003.
7. Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
8. Paska J.: Ekonomika w elektroenergetyce. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2007.
9. Obersteiner C., Weißensteiner L., Haas R., Erge T., Sauer Ch., Sothmann D., Siewierski T., Szypowski M., Wodzik A., Watts M., Ekanayake J., Andersen A. N., Maeng H., Tambjerg L.: Market potentials, trends and marketing options for Distributed Generation in Europe. Report of Intelligent Energy Europe (MASSIG), November 2008.
10. Sikorski T., Ziąja E.: Generacja rozproszona na tle obecnej struktury energetyki krajowej. Energetyka, grudzień 2008.

#### Nota o autorze

**Dr inż. Mariusz Kłos**, adiunkt w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej; ukończył Wydział Elektryczny PW. Prowadzone prace badawczo-rozwojowe dotyczą usprawnienia funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w ujęciu technicznym, ekonomicznym i formalno-prawnym. Obszary zainteresowań: energoelektroniczne sprzęgi systemowe, odnawialne źródła energii, ogniwa paliwowe, zasobniki energii, hybrydowe układy wytwórcze, układy potrzeb własnych dla energetyki, prawo energetyczne. Autor i współautor ponad 40 artykułów o tematyce technicznej i techniczno-ekonomicznej. Wykonawca i współwykonawca kilkudziesięciu prac naukowych i badawczo-rozwojowych dla krajowego przemysłu.

# Czy przemysł jest zainteresowany generacją rozproszoną?

Henryk Kaliś

**Streszczenie.** Cechą charakterystyczną przemysłowych odbiorców energii elektrycznej jest duże zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło. Stwarza to ogromne możliwości stosowania technologii kogeneracyjnych. Produkcja energii elektrycznej w miejscu jej zużycia ma szereg zalet istotnych zarówno dla zakładów przemysłowych jak i Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Powoduje redukcję kosztów odbiorcy przemysłowego, ale również obniża koszty inwestowania w energetykę systemową. Dotąd jednak rozwój rozproszonej energetyki przemysłowej opartej o technologie kogeneracyjne nie był w wystarczający sposób promowany.

Korzyści, które daje kogeneracja, w postaci redukcji kosztów utrzymania systemów przesyłowego i dystrybucyjnych, konsumują zarówno OSD i OSP a przez to wszyscy odbiorcy energii elektrycznej. Ich skalę można zwiększyć poprzez uruchomienie atrakcyjnych sposobów finansowania budowy źródeł energii w przemyśle, promowanie produkcji energii elektrycznej z gazów odpadowych i ciepła odpadowego, zwolnienia autoproducentów z zakupu kolorowych certyfikatów i części opłat przesyłowych, likwidację barier formalnych, utworzenie stabilnego systemu wsparcia dla energii elektrycznej produkowanej w generacji rozproszonej.

Zakłady przemysłowe budują własne źródła energii elektrycznej w celu poprawy konkurencyjności krajowych producentów i utrzymania miejsc pracy. Rozpoczynając inwestycje energetyczne ponoszą wszystkie ryzyka z tym związane. W znacznej części angażują na te cele środki własne, co prowadzi do ograniczania możliwości inwestowania w rozwój i optymalizację technologii. Realizując w ten sposób założenia polityki energetycznej państwa mają prawo oczekiwać przyjaznego systemu finansowania oraz stabilnego systemu wsparcia dla tej, najbardziej efektywnie energetycznie formy generacji.

Przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej charakteryzują się zwykle znaczącym zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną, są wyposażeni w infrastrukturę pomiarową, sieciową i informatyczną pozwalającą kontrolować bieżące parametry poboru mediów energetycznych. Posiadają wykwalifikowane służby techniczne zdolne do optymalnego sterowania zużyciem paliw i energii elektrycznej, a co najważniejsze – oprócz energii elektrycznej zużywają znaczne ilości ciepła. Stwarza to możliwość powszechnego stosowania technologii kogeneracyjnych. Przemysł dysponuje również znacznymi możliwościami generacji opartej o ciepło odpadowe i gazy technologiczne – metan i gazy: koksowniczy, wielkopieczowy czy rafineryjny. Zasoby te są dotąd w większości marnowane ze względu na nieprzyjazny stan prawny. Brak wsparcia dla energetycznego wykorzystania mediów odpadowych w przemyśle przy jednoczesnym utrzymywaniu drastycznie wysokich dopłat do energii produkowanej w OZE jest sprzeczne z elementarną logiką.

Właśnie przemysłowa generacja rozproszona oparta w większości o technologie kogeneracyjne, ma swoje niezaprzeczalne zalety. Umożliwia produkcję energii elektrycznej (*w przeważającej ilości wypadków również energii cieplnej*) w miejscu jej znacznego zużycia, co prowadzi do redukcji przepływów w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE), zmniejsza straty przesyłowe i dystrybucyjne, redukuje ograniczenia sieciowe, zwiększa możliwości przesyłowe połączeń transgranicznych. Pozwala również uniknąć problemów z wprowadzeniem energii elektrycznej do sieci OSD/OSP i redukuje koszty z tym związane (*odbiorcy przemysłowi zużywają wyprodukowaną we własnych źródłach energię elektryczną wykorzystując w tym celu własną sieć elektroenergetyczną*). Przemysłowa generacja rozproszona pozwala również zredukować wysokość środków niezbędnych do inwestowania w energetykę systemową (*przemysłowe źródła energii budowane są ze środków własnych Zakładów Przemysłowych, bądź przez nie pozyskiwanych*). W efekcie

następuje zwiększenie mocy wytwórczych zainstalowanych w KSE, które nie wywołuje w tym zakresie wzrostu cen energii elektrycznej (*cecha inwestycji w energetykę systemową*). W energetyce przemysłowej większa jest również efektywność inwestowanych środków (*pomimo nieco mniejszej sprawności wytwarzania*), bo umożliwia nie tylko redukcję kosztów „energii czarnej”, ale również zmniejsza koszty przesyłu i dystrybucji, oraz ma możliwość skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła.

## Przemysłowa energetyka rozproszona to jednak przede wszystkim poprawa bezpieczeństwa funkcjonowania KSE

Wymienione wyżej korzyści z rozwoju energetyki przemysłowej konsumują głównie Operatorzy Systemów Przesyłowego i Dystrybucyjnych, a przez to wszyscy odbiorcy energii elektrycznej. Uzasadnione jest więc oczekiwanie przemysłu na tworzenie warunków, by ta forma generacji mogła się rozwijać.

Warunki te to:

- stworzenie systemu finansowania budowy źródeł energii w przemyśle;
- promowanie produkcji energii elektrycznej z gazów odpadowych (*np. petrochemicznego i wielkopiecowego*) i odpadowego ciepła technologicznego;
- preferencje dla autoproducentów polegające na zwolnieniu energii wyprodukowanej i zużytej na własne potrzeby z obowiązku zakupu kolorowych certyfikatów;
- likwidacja barier formalnych utrudniających rozwój energetyki przemysłowej, jak na razie realną pozostaje bariera formalna wynikająca z faktu, iż na etapie przyłączania źródła energii do sieci operatorów oraz uzyskiwania pozwolenia na budowę inwestor winien przedłożyć miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, w którym wyszczególniono tereny przeznaczone pod wytwarzanie energii elektrycznej (*jako niewystarczające interpretuje się zapisy kwalifikujące teren z przeznaczeniem pod działalność przemysłową*);
- utrzymanie stabilnego systemu wsparcia dla energii elektrycznej produkowanej w kogeneracji.

Rozwój generacji rozproszonej był dotąd ściśle wiązany z funkcjonowaniem systemów wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej i skojarzonej. Gdzie, w jakim segmencie źródeł wytwórczych i w jakim zakresie nastąpił rozwój zależało od tego, kto był beneficjentem obu systemów, a kto jedynie ponosił koszty z nimi związane.

W przypadku systemu wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej mieliśmy dotąd do czynienia z zawłaszczeniem ponad 75% środków przez energetykę systemową – duże elektrownie wodne i instalacje współpalania w elektrowniach systemowych. To główna przyczyna klęski systemu „zielonych certyfikatów”, który zamiast stymulować budowę rozproszonych źródeł energii odnawialnej stał się dodatkowym źródłem przychodów dla energetyki wielkoskalowej. Taki kierunek rozwoju generacji w OZE wywołał negatywny efekt w postaci zablokowania dostępu do biomasy leśnej małym źródłom gminnym, przemysłowym i prywatnym. Efekt – w tych niezwykle sprzyjających warunkach w Polsce zaczęły powstawać duże systemowe źródła energii elektrycznej wykorzystujące jako paliwo biomasę, ewenement na skalę europejską gdzie **dużych odnawialnych źródeł energii odnawialnej systemu wsparcia nie obejmują**.

Paradoksalnie systemy te obciążyły polski przemysł znacznymi kosztami, co nie tylko zredukowało możliwości inwestowania w przemysłowe źródła energii (*z powodu wyprowadzenia z przemysłu do energetyki systemowej znacznych środków*), ale wręcz pogorszyło konkurencyjność zakładów przemysłowych na rynkach globalnych i w obrębie Unii Europejskiej, oraz stworzyło zagrożenie dla dalszego funkcjonowania szczególnie tych najbardziej energochłonnych.

Do 2012 r. polskie firmy zużywające rocznie więcej niż 10 GWh energii elektrycznej, o udziale kosztów energii w wartości produkcji powyżej 3% zapłaciły z tytułu wspierania rozwoju energetyki odnawialnej 5 miliardów PLN, a wsparcie dla kogeneracji kosztowało je 1,8 miliarda PLN.

W latach 2013 do 2021 koszty wynikające z polskiej polityki energetycznej mogą wynieść dla tej grupy odbiorców przemysłowych kolejne 21,9 miliarda PLN.

Budowa rozproszonych źródeł energii w przemyśle to jednak kolejna (*obok działalności podstawowej*), prowadzona przez Zakłady Przemysłowe forma działalności gospodarczej i jako taka winna mieć swoje głębokie uzasadnienie. Przeznaczanie środków finansowych na cele energetyczne znacząco uszczupla możliwości inwestowania w technologie. Często mamy więc do czynienia z wyborem, czy kupując energię elektryczną i ciepło od zawodowych przedsiębiorstw energetycznych poprawiać konkurencyjność działalności podstawowej, czy może produkować energię elektryczną i ciepło we własnych źródłach redukując w ten sposób koszty ich zakupu i dostawy.

Zadecydować oczywiście winna ekonomia i porównanie spodziewanych efektów, które można osiągnąć poprzez optymalizację technologii (*zwiększenie uzysków i poprawę współczynników efektywności*) z tymi, które daje spodziewana redukcja kosztów energii.

Niestety, tam gdzie ekonomię kształtuje polityka, pojawiają się istotne ryzyka, które sprawiają, iż w pełni świadome dokonanie trafnych wyborów staje się bardzo trudne, a często wręcz niemożliwe. Rodzi się w tym miejscu pytanie zasadnicze.

**Czy polski przemysł by przetrwać powinien realizować politykę energetyczną państwa, czy może to państwo polskie ma obowiązek tworzenia przyjaznych dla działalności przemysłowej warunków jego funkcjonowania?**

Wszak silny konkurencyjny przemysł to silna i stabilna gospodarka, miejsca pracy dla obywateli, szansa na rozwój sektora usług oraz małych i średnich przedsiębiorstw, wreszcie gwarancja stabilizacji przychodów budżetowych nawet w czasach kryzysu gospodarczego. Jest to więc dobro wspólne, od kondycji którego zależy bezpieczeństwo socjalne i dobrobyt polskich obywateli. Jeśli tak, to uzasadnionym jest twierdzenie, iż środki którymi dysponuje, polski przemysł winien przeznaczać na rozwój, unowocześnienie technologii i poprawę konkurencyjności.

---

## Budowę obiektów energetyki przemysłowej winna wziąć na siebie energetyka systemowa

Wobec pojawiających się zagrożeń wynikających z deficytu pierwotnych zasobów paliw i energii jak i zbyt niskiej efektywności jej wytwarzania, przesyłu, rozdziału i użytkowania, pojawiło się zapotrzebowanie na stworzenia inteligentnych systemów dostawy energii znanych powszechnie jako „smart grids”. Termin ten oznacza dostarczanie odbiorcom energii elektrycznej i usług energetycznych z wykorzystaniem środków IT, obniżających koszty dostaw, zwiększających efektywność zarządzania nie tylko przepływami w sieciach elektroenergetycznych, ale również jej poborem przez odbiorców końcowych oraz generacją w rozproszonych źródłach energii.

Pojawił się również pogląd, jakoby rozwój generacji rozproszonej bezwzględnie wymagał wcześniejszego rozwinięcia zaawansowanych systemów zarządzania sieciami, że bez tego stabilność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego będzie zagrożona a potencjał generacji rozproszonej marnowany. Jakkolwiek trudno sobie wyobrazić możliwość pełnego wykorzystania potencjału drzemącego w energetyce rozproszonej bez stworzenia kompleksowego, wielopoziomowego systemu nadzoru i sterowania generacją rozproszoną i przepływami sieciowymi, to jak na razie w Polsce proces ten dopiero się rozpoczyna. Nie da się go na tym etapie zadekretować, opisać i zrealizować (*jak by chcieli niektórzy*) w formie jedyne go słusznego modelu. Należy jednak zrobić wszystko, by go uruchomić

i zdefiniować zasady i standardy techniczne, według których winny być budowane lokalne systemy służące nadzorowi nad zużyciem i produkcją energii elektrycznej w źródłach rozproszonych. W ten sposób systemy transmisyjne i informatyczne budowane przez bardzo różne podmioty działające spontanicznie na różnych poziomach (*odbiorcy/produkcji, sieci dystrybucyjne, sieci przesyłowe*) będą miały szansę stworzyć ostatecznie jedną funkcjonalną całość – skuteczne i wartościowe narzędzie jakiego uzyska Operator Systemu Elektroenergetycznego do sprawnego zarządzania bezpieczeństwem KSE.

Podkreślić należy również, że rozwój energetyki przemysłowej uzupełniać winien znaczący rozwój generacji rozproszonej realizowanej przez odbiorców indywidualnych i małych odbiorców biznesowych. Będzie to jednak możliwe jedynie przy udziale specjalistycznych firm stosujących standardowe rozwiązania techniczne, uprawnionych do występowania w imieniu grupy swoich klientów przed Prezesem URE i Operatorami Systemów Dystrybucyjnych, być może posiadających uprawnienie do zabudowy i eksploatacji układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, dysponujących infrastrukturą do transmisji danych pomiarowych oraz możliwościami ich bieżącej analizy.

#### Nota o autorze

**Henryk Kaliś.** Pełnomocnik Zarządu ds. Zarządzania Energią Elektryczną w Zakładach Górniczo-Hutniczych „Bolesław” S.A. Absolwent Wydziału Elektrycznego Akademii Górniczo – Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. Ukończył studia podyplomowe o tematyce Rynek Energii Elektrycznej Ciepła i Gazu. Opracował i wdrożył w ZGH „Bolesław” SA system nadzoru nad poborem energii elektrycznej oraz zorganizował i od lipca 2002 r. kieruje Działem Zarządzania Energią Elektryczną prowadząc rynkowe zakupy energii elektrycznej. Jest inicjatorem powołania i współorganizatorem Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) skupiającego 11 organizacji branżowych polskiego przemysłu. Aktualnie pełni funkcję przewodniczącego FOEEiG i FORUMCO2. Jest również Prezesem Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii. Jego praca i uzyskiwane efekty zostały docenione przez miesięcznik gospodarczy „Nowy Przemysł” który dwukrotnie przyznał mu wyróżnienia za wkład w tworzenie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce.

# Pozyskiwanie akceptacji społeczności lokalnej dla inwestycji w OZE. Mechanizmy i przykłady

Robert Zajdler

**Streszczenie.** Celem artykułu jest pokazanie modeli współpracy między inwestorem a społecznością lokalną, które prowadzą do poszerzenia wiedzy i świadomości oraz zapewnienia akceptacji społecznej dla inwestycji. Analiza oparta jest o doświadczenia sektora energetyki wiatrowej. Pokazane są modele współpracy występujące w wybranych państwach Unii Europejskiej. Zaproponowane są również propozycje dla Polski.

## Wstęp

Dynamiczny rozwój generacji rozproszonej, w tym odnawialnych źródeł energii uzależniony jest od szeregu czynników: kierunków polityki państwa, systemów wsparcia, wymagań administracyjnych oraz akceptacji społecznej. Ostatnie lata pokazują, iż coraz trudniej uzyskać jest inwestorowi akceptację społeczną dla planowanych projektów infrastrukturalnych, tj. rozbudowa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, poszukiwanie i rozpoznawanie kopalin (np. gazu łupkowego), czy też tworzenie nowych źródeł wytwórczych, w tym zwłaszcza farm wiatrowych. Szczególnego znaczenia nabiera analiza motywacji społeczności lokalnych w kontekście funkcjonujących regulacji prawnych. Zapewnienie takich rozwiązań prawnych, które wyjdą naprzeciw uzasadnionym oczekiwaniom tych społeczności wydaje się być coraz istotniejszym zadaniem regulacyjnym.

Poziom akceptacji społecznej uzależniony jest – zdaniem autora – od dwóch czynników. Pierwszym z nich jest poziom wiedzy i świadomości o zakresie i wpływie planowanych inwestycji, który oddziałuje bezpośrednio na zaufanie do inwestora, możliwość weryfikacji projektu inwestycyjnego i wynikających z niego skutków oraz świadomość korzyści wynikających z projektu. Drugim jest oczekiwanie społeczności lokalnej, co do polepszenia standardu życia poprzez planowaną inwestycję. Powyższe czynniki skonfrontowane są z założeniami biznesowymi i ryzykami wynikającymi z inwestycji, które przekładają się również na ofertę inwestora skierowaną do społeczności lokalnej.

Celem niniejszego artykułu jest pokazanie modeli współpracy między inwestorem a społecznością lokalną, które prowadzą do poszerzenia wiedzy i świadomości oraz zapewnienia akceptacji społecznej dla inwestycji. Z uwagi na szczególne znaczenie energetyki wiatrowej, generowanych przez ten sektor obaw oraz biorąc pod uwagę znaczący i wzrastający udział tego sektora w Unii Europejskiej (dalej również „UE”), pokazane będą modele współpracy zastosowane w tym właśnie sektorze. Pokazany będzie również model niemiecki z uwagi na wysoki poziom akceptacji społecznej dla inwestycji w farmy wiatrowe, połączonej z jednoznaczną polityką państwa ukierunkowaną na jego rozwój.

## Regulacje prawne UE

Podstawą prawną działań państw UE na rzecz rozwoju odnawialnych źródeł energii są przepisy dyrektywy 2009/28/WE. Reguluje ona w sposób pośredni kwestie związane z akceptacją społeczną dla inwestycji w odnawialne źródła energii. Nakazuje wspieranie inicjatyw gospodarczych w tym zakresie, promowanie najlepszych modeli współpracy, opracowanie programów informacyjno-szkoleniowych zwiększających świadomość społeczną oraz programów doradczych związanych z realizacją

inwestycji. Powyższe przepisy nie pokazują modeli współpracy pomiędzy inwestorem, władzami oraz społecznościami lokalnymi.

## Mechanizmy uzyskiwania akceptacji społecznej w państwach UE

Państwa członkowskie UE wypracowały kilka mechanizmów współpracy skutkujących pozytywnym nastawieniem społeczności lokalnych do inwestycji w farmy wiatrowe. Mechanizmy te można podzielić na kilka kategorii:

Do pierwszej zaliczyć można wpłaty dokonywane bezpośrednio lub pośrednio przez inwestora do budżetów administracji lokalnych. Obejmują one podatki i opłaty z tytułu prowadzenia działalności gospodarczej, użytkowania terenu, uzyskiwania zgód i decyzji administracyjnych. Obejmują one również opłaty kompensujące, np. za ingerencję w krajobraz.

Drugą grupę stanowią zobowiązania inwestycyjne inwestora na rzecz lokalnej społeczności. Katalog tych działań jest szeroki i uzależniony jest od indywidualnych oczekiwań. Dotyczą one nie tylko zobowiązań o charakterze budowlanym, ale również dotyczą finansowania oferty kulturalno-oświatowej, stworzenia oferty turystycznej, wsparcia innych działań promocyjnych.

Trzecią grupę stanowią oferty pracy. Istotną przesłanką akceptacji społeczności lokalnej dla inwestycji jest perspektywa nowych miejsc pracy. Nie dotyczy to tylko i wyłącznie miejsc pracy przy budowie inwestycji oraz jej późniejszej obsłudze. Chodzi również o stworzenie zakładów produkcyjnych i usługowych na potrzeby sektora na terenie gminy czy też regionu. Dotyczy to również stworzenia możliwości świadczenia usług przez lokalne firmy na rzecz inwestora oraz wspierania świadczenia takich usług dla innych firm z branży.

Czwartą grupę stanowią kontrybucje dokonywane przez inwestora na rzecz stworzonego przez wspólnotę lokalną funduszu. Środki z tego funduszu przeznaczane są na określone cele lokalne. Ważną cechą funduszu jest jego niezależność od dochodów uzyskiwanych przez gminę. Kontrybucja dokonywana przez inwestora jest transparentna, nie będąc postrzegana, jako służąca uzyskaniu pozytywnej decyzji organów administracji regionalnej lub lokalnej. Kontrybucja do funduszu lokalnego jest realizowana jednorazowo lub okresowo. Jej wysokość może być uzależniona od mocy zainstalowanej lub ilości sprzedanej energii.

Kolejną grupę środków stanowią możliwości inwestycyjne postawione do dyspozycji społeczności lokalnej. Mogą one przybrać formę udziałów w projekcie bądź w poszczególnych jego częściach (np. w pojedynczych elektrowniach wiatrowych w ramach danej farmy). Udział taki może być obwarowany dodatkowymi ograniczeniami, co do możliwości jego zbycia, prawa głosu, itd. Możliwe jest też podjęcie inwestycji przez wspólnotę lokalną w formie kooperatywy.

Niezależnie od tych grup korzyści uzyskiwanych w praktyce przez społeczności lokalne w UE, ważne są również ustalenia biznesowe inwestora z właścicielami gruntów potrzebnych do zrealizowania inwestycji. Mają one charakter indywidualny i jedynie pośrednio dotyczą społeczności lokalnej.

Powyższe sposoby partycypacji społeczności lokalnej w inwestycji można podzielić na dwie generalne grupy. Jedne związane są z korzyściami, jakie inwestor wnosi do budżetu lokalnej i regionalnej administracji. Druga grupa związana jest z korzyściami uzyskiwanymi przez społeczność lokalną z pominięciem budżetu publicznego. Ta ostatnia grupa korzyści jest często dodatkowo wsparta przez państwo poprzez ułatwienia administracyjne lub środki o charakterze fiskalnym (np. ulgi).

Poddając analizie znaczenie tych korzyści z punktu widzenia akceptacji społeczności lokalnej dla inwestycji, modelem rekomendowanym wydaje się model oparty na generowaniu korzyści z kilku źródeł (opłaty i podatki lokalne, miejsca pracy, możliwości inwestycyjne dla mieszkańców oraz gmin). Model



taki musi cechować się transparentnością dającą przewidywane korzyści dla społeczności lokalnej oraz koszty dla inwestora, jak również zapewniać bezstronność społeczności lokalnej.

## Przykładowy model – Niemcy

Podstawowym mechanizmem wsparcia farm wiatrowych na poziomie krajowym jest ustawa o energii odnawialnej (*Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG*). Reguluje ona m.in. koszty zakupu energii elektrycznej z farm wiatrowych w dłuższej perspektywie czasu. Stawki mają charakter degresywny, zależąc m.in. od amortyzacji oraz modernizacji. Wprowadzono mechanizm premiowania inwestycji w nowe farmy wiatrowe, poprzez wyższą cenę zakupu energii z tych źródeł. Wprowadzono również mechanizm premiowania modernizacji istniejących farm wiatrowych (tzw. *repowering*) poprzez dodatkową cenę zakupu energii z tych źródeł. Przesłankami uzyskania takiej premii jest wiek demontowanej farmy (min. 10 lat), znaczące zwiększenie możliwości produkcyjnych nowej farmy oraz całkowity demontaż starej instalacji w określonym terminie. System ten daje stabilność finansową inwestycji. Uzyskiwany przez inwestora przychód, po odliczeniu kwoty wolnej od podatku (24,5 tys. EUR) stanowi podstawę do obliczenia płaconych przez niego kontrybucji na rzecz społeczności lokalnych. Dodatkowo, regulacje poszczególnych landów wprowadzają ułatwienia dla inwestorów. Przykładem ułatwień może być Bawaria, gdzie uchwalono regulacje, na mocy których instalacje wiatrowe oddalone o 1 km od zabudowy mieszkalnej nie muszą przedstawiać raportów dotyczących hałasu. Zmniejszono również obszar landu, na którym instalacje wiatrowe nie mogą być budowane z 37% na 10% powierzchni landu. Na podstawie zmian utworzono listę lokalizacji, w których inwestycja nie będzie wiązała się z dodatkowymi nakładami związanymi z emisjami lub ochroną środowiska. Tego rodzaju ułatwienia mają znaczenie w sytuacji inwestora, ograniczając jego koszty i ryzyka, a przez to wpływając na większe zaangażowanie w rozwój lokalny.

Z drugiej strony, inwestor zobowiązany jest do ponoszenia określonych kosztów prowadzenia inwestycji, które wpływają na sytuację społeczności lokalnych w aspekcie finansowym. Głównym źródłem przychodu gmin w związku z inwestycjami w farmy wiatrowe jest podatek lokalny, tzw. podatek od działalności gospodarczej (*Gewerbesteuer*), uiszczany przez inwestora zarówno na rzecz budżetu gminy, w której zlokalizowana jest inwestycja (70% kwoty podatku), jak i na rzecz gminy – siedziby inwestora (30% kwoty podatku). Wysokość podatku oblicza się poprzez multiplikację stawki 3,5% i określonego przez gminę mnożnika, który waha się pomiędzy ustawowym minimum w wys. 200%, a osiąga do 400%, przy czym gminy negocjują wysokość stawek z inwestorem. Dodatkowo, inwestor zobowiązany jest do uiszczenia opłaty za ingerencję w krajobraz (*Ersatzzahlung*). Jest to jednorazowa opłata zależna od ilości wiatraków w ramach farmy, ich wysokości (liczonej od podstawy do wirnika plus długość skrzydeł) i wrażliwości krajobrazowej terenu, na którym instalacja jest zlokalizowana. Wysokość opłaty waha się od 90 EUR/m do 1200 EUR/m tak obliczonego wiatraka, za każdy wiatrak. Beneficjentem tej opłaty jest lokalna jednostka ochrony środowiska. Wprowadzono określone ulgi przy modernizacji instalacji oraz *repoweringu*. Stanowią one środek motywowania inwestora do modernizacji.

Przychód inwestora obliczony w oparciu o EEG jest również wyznacznikiem dla uiszczanych przez niego opłat na rzecz właścicieli nieruchomości, na których usytuowana jest farma wiatrowa. Znaczenia nabierają na poziomie landów również wspólne inwestycje landów i inwestora w nowe farmy wiatrowe. Występują również dodatkowe umowy inwestycyjne, w których inwestor zobowiązuje się do dokonania określonych inwestycji na rzecz lokalnej wspólnoty.

Powyższy system współpracy zwiększa zaangażowanie zarówno wspólnot lokalnych, jak i landów w zapewnianie rozwoju inwestycji na ich terenie. Wspierany jest on również przez działania informacyjne.

## Polski system wsparcia społeczności lokalnych

Rozwiązania krajowe mające wpływ na akceptację społeczności lokalnych dla inwestycji w farmy wiatrowe można podzielić na dwie grupy: (1) dochody uzyskiwane przez budżety gmin z tytułu opłat i podatków, które bezpośrednio lub pośrednio wynikają z realizacji inwestycji na terenie gminy, tj. wpływy z podatku od nieruchomości, udziały w podatkach stanowiących dochód budżetu państwa oraz dochody z dzierżawy gruntów komunalnych, (2) przychody uzyskiwane przez mieszkańców gminy z tytułu umów zawieranych z inwestorem (dzierżawa gruntów, czy też udział w inwestycji) oraz zobowiązań inwestycyjnych inwestora (zatrudnianie przy budowie farmy lokalnych podwykonawców, modernizacja infrastruktury drogowej na terenie gminy, współfinansowanie działań wspierających rozwój oświaty, sportu czy ekologii, itd.).

Wpływy z podatku od nieruchomości związane są z dwoma tytułami, tj. od gruntów związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej oraz od zlokalizowanej na terenie gminy budowli lub jej części związanej z prowadzeniem działalności gospodarczej. Kwota podatku z tytułu gruntów jest określona ryczałtowo za m<sup>2</sup> powierzchni, zaś kwota podatku od budowli i ich części wynosi 2% części budowlanej poszczególnych wiatraków, w oparciu o wartość fundamentów i wieży z wyłączeniem gondoli z turbiną, ale z uwzględnieniem innej infrastruktury nieruchomości posadowionej na terenie parku (drogi, ogrodzenia, linie etc.).

Udział w podatkach dochodowych stanowiących dochód budżetu państwa dotyczy zarówno podatku dochodowego od osób fizycznych, jak i podatku dochodowego od osób prawnych. Udział gmin w podatku dochodowym od osób fizycznych wynosi 39,34% wpływów z tego podatku od osób fizycznych, zamieszkałych na terenie gminy. Udział gmin w podatku dochodowym od osób prawnych wynosi 6,71% wpływów z tego podatku od osób prawnych i jednostek organizacyjnych niemających osobowości prawnej, posiadających siedzibę na terenie gminy. Wpływy z tych źródeł są również uzyskiwane przez powiaty i województwa w określonej ustawowo proporcji.

Poddając analizie te źródła przychodów z punktu widzenia skłonności społeczności lokalnych do przyjmowania tego rodzaju inwestycji, dwie kwestie wydają się być istotne: wysokość wpływów oraz ich przewidywalność. Wysokość podatku od nieruchomości jest przewidywalna, ale jego wysokość została zgodnie z wyrokami sądowymi znacząco ograniczona. Podatek dochodowy, zarówno od osób fizycznych, jak i osób prawnych, ma skomplikowaną strukturę poboru, co ogranicza przewidywalność wpływów z tego tytułu dla gmin. Dodatkowo, społeczność lokalna nie widzi wyraźnego przełożenia płaconych przez inwestora podatków na poprawę swojej sytuacji, dostrzegając równocześnie wpływy negatywne. Dodatkowo, w stosunku do podatku dochodowego od osób prawnych, wysokość kosztów uzyskania przychodu inwestora, jak również możliwość korzystania przez niego z ulg i zwolnień mogą mieć wpływ na faktyczną wysokość wpływów dla gminy z tego tytułu. Inne źródła przychodów gmin z tytułu podatków i opłat stanowią – w mojej ocenie – marginalne znaczenie z punktu widzenia akceptacji społecznej dla inwestycji. Dodatkowo, w mniej zamożnych gminach może się dodatkowo okazać, iż ryzyko utraty tzw. subwencji wyrównawczej dla gminy z tytułu wzrostu dochodów ponad wymagane maksyma może ograniczać skłonność takiej gminy do przyjmowania inwestycji w farmy wiatrowe.

Negatywny wpływ farm wiatrowych na środowisko naturalne, w szczególności wpływ na krajobraz, hałas, faunę jest elementem braku akceptacji społeczności lokalnej dla inwestycji. Z tytułu kompensowania negatywnego oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko inwestor może być zobowiązany do dokonywania inwestycji kompensujących. Realizacja tych inwestycji nie zapewnia pełnego kompensowania wpływu takiej inwestycji na społeczność lokalną (spadek wartości ziemi, czy też domów w obrębie inwestycji, zakaz zabudowy działek, zakaz zalesiania, itd.), ograniczając się do kompensowania wpływów wynikających z oceny oddziaływania na środowisko. Prawo krajowe nie przewiduje opłat z tytułu gospodarczego korzystania ze środowiska, którym podlegałyby tego rodzaju inwestycje.

cje, które w zryczałtowanej formie mogłyby kompensować całość wpływu na środowisko lokalne farmy wiatrowej.

Odnosząc się do dochodów uzyskiwanych przez mieszkańców, zasadniczym źródłem korzyści są dochody z tytułu dzierżawy gruntów, głównie gruntów rolnych oraz zobowiązania inwestycyjne inwestora. Koszty dzierżawy uzależnione są od indywidualnych ustaleń inwestora z właścicielami gruntów. Zazwyczaj mają one charakter określonej kwoty rocznej. Zdarzają się jednak umowy uzależniające koszty dzierżawy od rocznych przychodów inwestora. Zobowiązania inwestycyjne są zależne od indywidualnych ustaleń, na które mają wpływ możliwości negocjacyjne gmin i ich mieszkańców. Brak jest wypracowanych ram działań w tym zakresie. Taki system nie wpływa na stabilność pozycji inwestora oraz stabilność akceptacji ze strony społeczności lokalnych.

---

## Proponowane kierunki zmian

Na tle powyższych rozważań dwie kwestie wydają się szczególnie ważne dla zapewnienia akceptacji społecznej dla inwestycji ze strony społeczności lokalnej. Pierwszą jest poziom świadomości. Drugą jest widoczne przełożenie inwestycji na poprawę standardu życia społeczności. W tym zakresie sugerowane rozwiązania mogłyby koncentrować się wokół poniższych kwestii.

Po pierwsze, konieczne jest stworzenie określonej kampanii informacyjnej dla społeczności lokalnych, która pokazałaby zarówno korzyści jak i koszty inwestycji w farmy wiatrowe, stanowiąc źródło wiedzy o tego rodzaju inwestycjach. Informacja taka zawierałaby również przykłady możliwych form partycypacji społecznej w inwestycji, jak również możliwe formy zaangażowania inwestora w rozwój gmin. Rozważanym rozwiązaniem mogłoby być również stworzenie publicznych mechanizmów wsparcia społeczności lokalnych w bezpośrednich kontaktach z inwestorem.

Po drugie, konieczne jest zapewnienie bardziej wyraźnego przełożenia podatków i opłat płaconych przez inwestora na społeczność lokalną. Pokazany przykład niemiecki przenoszący ponoszone przez inwestora ciężary podatkowe bezpośrednio na dochody gmin nie jest odosobnionym przykładem w ramach UE. Ponieważ system prawa krajowego nie przewiduje podatku obrotowego o charakterze lokalnym o podobnej strukturze jak niemiecki *Gewerbesteuer*, rozważyć można by jego wprowadzenie. Podstawą opodatkowania mógłby być dochód uzyskiwany z tytułu systemu wsparcia (zielonych certyfikatów lub opłaty zastępczej), jako najbardziej transparentny. Wysokość podatku mogłaby być określona, jako wartość maksymalna na poziomie centralnym, pozostawiając gminom możliwość jego indywidualnego negocjowania z inwestorem. Alternatywną metodą zwiększenia bezpośredniego przełożenia podatków i opłat mogłaby być opłata za „korzystanie z krajobrazu”. Miałaby ona charakter lokalny. Jej sposób ustalania mógłby być podobny do niemieckiej *Ersatzzahlung* (określona opłata od metra inwestycji). Wnioskowałbym jednak za jej okresową płatnością przez cały okres inwestycji. Zapewniłoby to widoczne korzyści dla społeczności lokalnej przez cały okres trwania projektu. Ważne jest jednak, aby nowe obciążenia podatkowe nie stanowiły dodatkowego obciążenia dla inwestora, ale aby były kompensowane w ramach płaconych przez niego podatków. Dodatkowo, należałoby się zastanowić czy wartość uzyskiwanego zielonego certyfikatu, czy też wysokość opłaty zastępczej, nie powinny uwzględniać dodatkowej korzyści dla inwestora z tego tytułu.

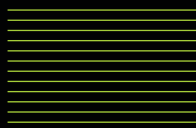
Należałoby również zastanowić się nad wsparciem udziału inwestycyjnego społeczności lokalnych, tudzież gmin, w projektach farm wiatrowych. Jak pokazują przykłady z niektórych innych państw UE, społeczność lokalna dyskryminująco podchodziła do nowych projektów farm wiatrowych, jeżeli inwestor nie zapewniał im udziału w projekcie, jaki otrzymywali od innych wcześniejszych inwestorów. Brak jednolitych mechanizmów w tym zakresie może prowadzić do negatywnego w skutkach zwiększania oczekiwań. Konieczne jest wypracowanie przez inwestorów, oraz być może przez odpowiednie organy administracji, ram takiej współpracy.

**dr Robert Zajdler**, radca prawny prowadzący kancelarię prawną świadczącą usługi dla sektora energetycznego, ekspert ds. energetycznych, wykładowca na Politechnice Warszawskiej, ekspert ds. energetycznych w Instytucie Sobieskiego. Wcześniej współpracownik jednej z większych kancelarii prawnych w Warszawie, pełnomocnik Polski w postępowaniach arbitrażowych, w tym opartym na Traktacie Karty Energetycznej (Mercuria Energy Group Ltd. vs. Rzeczpospolita Polska). Zajmował się też negocjacjami akcesyjnymi Polski do Unii Europejskiej oraz dostosowaniem prawa polskiego do wymogów prawa Unii Europejskiej. Pracował również dla Komisji Europejskiej. Autor licznych publikacji w dziedzinie energetyki (szerzej na stronie [www.zajdler.eu](http://www.zajdler.eu)).





Generacja rozproszona –  
**ekonomika**



# Ekonomia wobec wspierania odnawialnych źródeł energii

Tomasz Żylicz

**Streszczenie.** Współczesna ekonomia ukazuje zalety spontanicznego mechanizmu rynkowego, który nie wymaga ingerencji ze strony władzy. Podejście to nie ma jednak zastosowania w sytuacji, gdy występują tzw. efekty zewnętrzne, czyli zjawiska polegające na podejmowaniu decyzji, które bezpośrednio skutkują także dla innych, nie tylko tych, co je podejmowali. Wytwarzanie energii należy do tej kategorii, a więc wymaga ingerencji w rynek. Aby jednak ograniczyć ją wyłącznie do obszaru, gdzie jest ona rzeczywiście potrzebna, należy precyzyjnie określić naturę efektów zewnętrznych i ich wielkość.

Wytwarzanie energii wiąże się z powstawaniem efektów zewnętrznych różnego rodzaju. W znacznej mierze zależne są one od nośnika energii pierwotnej, która jest w tym celu wykorzystywana. Dla procesów wytwarzania energii elektrycznej były one wielokrotnie kwantyfikowane (por. np. [Żylicz i Czajkowski 2009]). Zazwyczaj węgiel okazuje się być tym paliwem, które tworzy najwyższe koszty zewnętrzne. Perspektywicznie (dla 2030 r.) szacuje się je na 32 euro/MWh, czyli niemal dokładnie tyle, ile wynosi prywatny krańcowy koszt produkcji elektryczności w elektrowniach węglowych. Obecnie koszty zewnętrzne spalania węgla są nawet większe, ponieważ wiele elektrowni nie zostało jeszcze wyposażonych w instalacje, które pozwolą na ograniczenie ich wpływu na środowisko.

Drugi rodzaj efektów zewnętrznych dotyczy bezpieczeństwa energetycznego. Najbardziej popularne rozumienie tego pojęcia wiąże je z bezpieczeństwem dostaw z importu. W wielu krajach analitycy podkreślają, że paliwa węglowodorowe importowane są z regionów niestabilnych politycznie, a więc grożą niestabilnością dostaw. W Polsce szczególne obawy dotyczą importu gazu od jednego dostawcy, który jest świadomy swojej siły rynkowej i od czasu do czasu stara się ją wykorzystać. Ale zagrożenie może pochodzić również od dostawców krajowych, o ile dysponują odpowiednią siłą rynkową. Kwantyfikacja tego rodzaju efektów zewnętrznych jest bardzo trudna. Teoretycznie możliwa jest pod warunkiem oszacowania, o ile więcej odbiorcy gotowi byłiby zapłacić za elektryczność, byleby tylko zapewnić sobie stabilne zaopatrzenie w długim okresie czasu. Nie było chyba jednak badań, które by to ekonomicznie analizowały.

Jeszcze innym rodzajem efektów zewnętrznych jest zapewnienie równowagi bilansu energetycznego w krótkich okresach czasu. Dobowe wahania zapotrzebowania na elektryczność są znaczne, z wyraźnymi dwoma szczytami przypadającymi wcześniej rano i wieczorem. Oprócz tego, przyzwyczajeni jesteśmy do swobody w korzystaniu z elektryczności, czyli włączania i wyłączania poszczególnych jej odbiorników, kiedy uznamy to za stosowne, a niekoniecznie wtedy, gdy w sieci płynie prąd z elektrowni, które chcielibyśmy promować (np. szczególnie tanich, lub szczególnie czystych). Wiele wykorzystywanych przez nas urządzeń jest bardzo wrażliwych na wahania napięcia i wymaga jego precyzyjnej stabilizacji. Również i my sami chcielibyśmy mieć stabilne oświetlenie, domagając się stabilizacji napięcia w sieci. Potrzeby tego typu sprawiają, że podłączone do sieci niestabilne źródła elektryczności wymagają utrzymania dyspozycyjności źródeł stabilnych. Kwantyfikacja tego rodzaju kosztów zewnętrznych jest trudna, ale będzie musiała zostać przeprowadzona, jeśli krajowa sieć energetyczna znacznie przesyłać znaczące ilości prądu pochodzącego ze źródeł niestabilnych.

Teoretycznie najwłaściwszym sposobem ingerencji w rynek, na którym dostawcy tworzą różnego rodzaju efekty zewnętrzne jest opodatkowanie ich z tytułu tych efektów. Po takim zabiegu sami kupujący zdecydowaliby, których dostawców wybrać. Jednak w praktyce obłożenie węgla podatkiem

rzędu 32 euro na każdą MWh wytworzoną w elektrowniach węglowych jest trudne do wyobrażenia (i to nie tylko w Polsce). Oznaczałoby podwojenie ceny hurtowej elektryczności pochodzącej z tych źródeł, na co żaden rząd łatwo się nie zdecyduje.

Pozostaje zatem alternatywny sposób ingerencji w rynek, polegający na przyjęciu jakiejś technologii obciążonej kosztami zewnętrznymi w roli standardu i subwencjonowaniu tych dostawców, którzy są w stanie dostarczyć produkt nie obciążony tymi kosztami. Przy tym wysokość subwencji powinna odpowiadać oszczędności na tych kosztach. Jeśli cytowany już przegląd szacuje koszt zewnętrzny produkcji elektryczności w „standardowej” elektrowni węglowej na 32 euro/MWh, zaś analogiczny koszt w elektrowni wiatrowej na zaledwie 1 euro/MWh [Zylicz i Czajkowski 2009, s. 31], to subwencjonowanie elektryczności wiatrowej uzasadnione jest z tego tytułu na poziomie 31 euro/MWh.

Różne odnawialne źródła energii odgrywają różną rolę w tworzeniu kosztów zewnętrznych i – w związku z tym – zasługują na różny poziom subwencjonowania. O ile jednak z tytułu zastępowania paliw kopalnych (takich jak węgiel lub węglowodory) bilans kosztów zewnętrznych jest dla nich dodatni, o tyle z pozostałych tytułów może być odmienny.

Odnawialne źródła energii z zasady poprawiają bezpieczeństwo energetyczne. Przede wszystkim uniezależniają odbiorców od importu, a więc w szczególności od importu z regionów niestabilnych politycznie. Ponadto z racji rozproszenia utrudniają ewentualną zmowę i próby manipulowania podażą w celu szantażowania odbiorców. Tak więc bilans kosztów zewnętrznych z tego tytułu jest dla nich dodatni. Jednak jego kwantyfikacja jest trudna. Należałoby bowiem odpowiedzieć na pytanie, ile gospodarka traci z powodu braku bezpieczeństwa. Nie ma danych, które by umożliwiły taki rachunek. Pewnym przybliżeniem, odzwierciedlającym przynajmniej preferencje polskich ustawodawców, mogłaby być tzw. opłata zastępcza, nakładana na sprzedawców elektryczności pochodzącej ze źródeł nieodnawialnych. W 2011 r. wynosiła ona 274,92 zł/MWh, czyli około 69 euro/MWh. Nie jest jednak jasne, czy wprowadzając taki mechanizm ustawodawca starał się subwencjonować odnawialne źródła energii tylko z racji tego rodzaju efektów zewnętrznych, czy też łącznie z efektami zewnętrznymi ujętymi w poprzednim rachunku. Jedno jest pewne, iż zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego stanowi znaczącą korzyść przypisywaną użytkownikom odnawialnych źródeł energii.

Inaczej sprawa się ma z bilansem efektów zewnętrznych związanych z przewidywalnością podaży energii ze źródeł odnawialnych. Z tego punktu widzenia, owe źródła należy podzielić na możliwe i niemożliwe do przechowywania. Do pierwszych należy biomasa i hydroenergia. Obie mogą być przechowywane i wykorzystane wtedy, kiedy jest odpowiednie zapotrzebowanie. Nie wymagają one utrzymywania tzw. „gorącej rezerwy” w systemie dyspozycji mocy, a zatem nie powodują obciążenia dla odbiorców z tego tytułu. Natomiast najważniejsze odnawialne źródła energii niemożliwe do przechowywania obejmują energię wiatrową i fotowoltaikę. Obie mogą być wykorzystane jedynie wtedy, gdy pogoda na to pozwala i są trudne do prognozowania w krótkich okresach czasu. Skoro zaś odbiorcy prądu nie tolerują wahań w napięciu, to wykorzystywanie tego typu źródeł energii wymaga utrzymywania „gorącej rezerwy”, a zatem niewątpliwie kosztuje, choć dostawcy energii ze źródeł konwencjonalnych mogą znacznie ów koszt przeszacowywać.

Nie są dostępne oszacowania kosztów zewnętrznych wywoływanych przez elektrownie wiatrowe oraz fotowoltaikę. Są one jednak tym istotniejsze, im większy jest udział takich źródeł w krajowym bilansie mocy. Jeśli jest on niewielki (rzędu dopuszczalnego procentu wahań napięcia w sieci), to problem nie występuje w ogóle, ponieważ nagłe ustanie wiatru lub nagłe zasłonięcie słońca przez gęstą chmurę nie wywołuje konieczności natychmiastowego włączenia elektrowni konwencjonalnych. Powstaje dopiero wówczas, gdy elektrownie wiatrowe oraz fotowoltaika mają w krajowym bilansie mocy znaczny udział. Wywoływany przez nie koszt zewnętrzny polega na konieczności spalania paliwa w elektrowniach, które chwilowo nie sprzedają prądu do sieci, jednak muszą go dostarczyć natychmiast, jak tylko pojawi się jego deficyt na skutek spadku produkcji elektrowni wiatrowych lub fotowoltaiki.



Konieczność utrzymywania „gorącej rezerwy” jest od wielu lat przedmiotem sporów w energetyce i powodem rozwiązań prawnych o kluczowym znaczeniu dla rozwoju źródeł odnawialnych. Początkowo obowiązywało w Polsce prawo nakazujące elektrowniom wiatrowym zawieranie kontraktów z wyprzedzeniem 24 godzin. W praktyce przekreślało to szanse na ich funkcjonowanie w krajowej sieci, ponieważ żaden operator nie może precyzyjnie przewidzieć pogody na taki okres. W aktualnym systemie prawnym operatorzy sieci mają obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych (po spełnieniu przez nie pewnych warunków), ale problem nadal jest kontrowersyjny.

Znaczący udział elektrowni wiatrowych i fotowoltaiki w krajowym bilansie mocy musiałby spowodować jakieś koszty zewnętrzne, ale ich wielkość jest niepewna nie tylko dlatego, że nie wykonano potrzebnych obliczeń. Perspektywicznie niepewna jest bowiem sama konieczność utrzymywania „gorącej rezerwy”. Powstaje ona wtedy, gdy popyt jest stabilny, zaś podaż ze źródeł odnawialnych podlega nieprzewidywalnym wahaniom. Tymczasem nowoczesna technologia pozwala na usunięcie tego założenia.

Rozwiązaniem jest tzw. sieć inteligentna (*smart grid*). Pozwala ona odbiorcom na elastyczne regulowanie poboru mocy, w zależności od sygnału otrzymywanego od operatora sieci. Niektóre odbiorniki prądu – np. podgrzewacze – mogą być bez żadnego problemu odłączone wówczas, gdy podaż elektryczności chwilowo spada. Gdyby więc przyjąć, że chwilowe deficyty podaży sygnalizowane są w czasie rzeczywistym informacją o wyższej cenie (uzasadnionej perspektywą uruchomienia rezerwowych mocy), to odbiorca może zredukować swój popyt przez automatyczne wyłączenie tych odbiorników, które nie muszą pracować bez przerwy. Upowszechnienie takiego systemu – który jest przy obecnej technice realny – zlikwidowałoby konieczność utrzymywania „gorącej rezerwy”, a więc i koszty zewnętrzne powodowane przez źródła odnawialne o dostępności trudnej do przewidywania w krótkich okresach czasu.

W różnych krajach eksperymentuje się z różnymi formami wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Powodują one mniej kosztów zewnętrznych, ale wymagają zazwyczaj wyższych prywatnych kosztów produkcji, co sprawia, że nie są w stanie wygrywać na rynku ze źródłami konwencjonalnymi. Standardowe wskazanie analizy ekonomicznej sprowadza się do postulatu, by owe źródła konwencjonalne opodatkować stosownie do wywoływanych przez nie kosztów zewnętrznych. Jednak z powodów politycznych rozwiązanie to nie jest praktykowane. Praktykuje się raczej subwencjonowanie odnawialnych źródeł energii dość powszechnie, choć jego forma bywa bardzo różna.

Należy podkreślić, że w języku ekonomicznym subwencjonowanie rozumiane jest szerzej niż w potocznym. W każdym kraju od rządu oczekuje się dostarczenia pewnych dóbr niezależnie od tego, czy ich użytkownicy za nie bezpośrednio zapłacą. Mają one być sfinansowane z przychodów budżetowych, czyli głównie z podatków. Jeśli skala budżetu państwa bywa współcześnie rzędu 50% PKB, to znaczy, że taka jest właśnie skala opodatkowania (na którą składają się stawki PIT, CIT, VAT itd.). Jeśli jakaś działalność jest opodatkowana łagodniej, to znaczy że jest *de facto* przez budżet subwencjonowana. Tak więc ulgi podatkowe, obniżone stawki i inne tego typu przywileje są przez ekonomistów traktowane jako subwencje. Ich kwota może być trudna do wyliczenia, albowiem nie zawsze jest łatwo wskazać „standardowy” poziom podatku, ale nie zmienia to faktu, że stanowią one w istocie subwencję.

W wielu krajach wprowadza się tzw. „zielone certyfikaty”, zmuszające odbiorców energii do kupowania pewnego jej odsetka właśnie ze źródeł odnawialnych. Gdzie indziej jednak eksperymentuje się z tzw. „taryfami stałymi” (*feed-in tariff*). Polegają one na przyjęciu zobowiązania przez władzę (czyli zaangażowaniu budżetu publicznego) do zakupu energii po cenie, która pokrywa koszt jej wytworzenia. Oczywiście wprowadza się przy tym pewne ograniczenia, mające na celu ochronę podatników przed koniecznością pokrywania zbyt wysokich kosztów. Tym niemniej taryfa ma za zadanie finansować „uzasadnione” koszty produkcji w ustalonym okresie czasu, w ustalonych lokalizacjach i/lub za pomocą ustalonych technologii.

Zasadnicza różnica pomiędzy „zielonymi certyfikatami” a „taryfą stałą” polega na przyjęciu formuły subwencjonowania. W pierwszym przypadku jest nią uniknięty koszt zewnętrzny; w drugim zaś – poniesiony koszt produkcji. Tylko pod warunkiem posiadania doskonałej wiedzy o tym, ile kosztuje wyeliminowanie niechcianych źródeł energii i jej wykorzystania dla ustalenia zakresu „taryfy stałej”, oba podejścia są równoważne. Jeśli posiadana wiedza nie jest doskonała, albo jeśli zakres „taryfy stałej” został określony nietrafnie, to podejście drugie jest niewłaściwe. Wywołuje ono bowiem uwikłanie władzy w finansowanie działań gospodarczych w skali, która – być może – wcale nie jest uzasadniona potrzebami społecznymi.

Systemy „taryf stałych” mają opinię najbardziej skutecznych w promowaniu określonych technologii. Znany jest przykład duńskiego przemysłu turbin wiatrowych, który – dzięki hojnemu wsparciu rządu – stał się światowym liderem w ich produkcji [Söderholm i Klaassen 2007]. Była to niewątpliwa korzyść gospodarcza, ale rząd uznał metodę jej osiągnięcia za zbyt kosztowną i w 2003 r. zamienił „taryfy stałe” na „zielone certyfikaty” [Hansen i in. 2003].

Wybór metody wsparcia – gdzie na jednym krańcu sytuują się „zielone certyfikaty”, na drugim zaś „taryfy stałe”, a możliwe są również kombinacje tych instrumentów – wydaje się być podyktowany zamożnością władzy i determinacją w promowaniu odnawialnych źródeł energii. Jeśli władza dysponuje hojnym budżetem i traktuje przejście od konwencjonalnych źródeł energii do odnawialnych jako priorytet, to może wzorować się na rozwiązaniach niemieckich. Natomiast jeśli dotkliwie odczuwa presję na budżet, zaś tempo przechodzenia na źródła odnawialne uzależnia od skali osiągniętych dzięki nim korzyści, to powinna preferować certyfikaty.

W tym miejscu jeszcze raz należy wyjaśnić język, jakim posługują się ekonomiści. Wcześniej wskazane było, że obniżone podatki są w istocie też formą subwencjonowania. Przy okazji „taryf stałych” wypada podkreślić, że kwota płacona przez nabywcę elektryczności jest formą podatku. Wprawdzie władza wydaje się w tym nie uczestniczyć, ale wyższa cena płacona przez nabywcę jest podyktowana przez decyzję tej władzy, aby promować sprzedaż z danego źródła. A zatem sprzedaż według „taryfy stałej” ekonomista traktuje jako obciążenie podatkiem sprzedaży ze źródła nie promowanego, a następnie przeznaczenie przychodów na dofinansowanie sprzedaży ze źródła promowanego. Fakt, że przepływ pieniędzy realizuje się z pominięciem budżetu państwa nie oznacza, że nie ma subwencjonowania. Nie byłoby przecież „taryfy stałej”, gdyby nie decyzja władzy.

---

#### Bibliografia

J. D. Hansen, C. Jensen i E. S. Madsen 2003, „The establishment of the Danish windmill industry – Was it worthwhile?”, *Review of World Economics*, vol. 139, No. 2, s. 324-347

P. Söderholm i G. Klaassen 2007, „Wind Power in Europe; A Simultaneous Innovation-Diffusion Model”, *Environmental and Resource Economics*, vol. 36, no. 2, s. 163-190

T. Żylicz i M. Czajkowski 2009, „Sustainability and co-benefits of climate protection”, w: K. D. John, D. T. G. Ruebelbeke (red.), *Benefits of Environmental Policy*, Routledge, London, s. 24-35

**Prof. dr hab. Tomasz Żylicz** – b. dziekan Wydziału Nauk Ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego (UW). Studia ekonomiczne ukończone w 1974 r. oraz matematyczne ukończone w 1977 r. (obydwa na UW). Od 1974 r. zatrudniony na UW. W 1978/1979 dodatkowe studia ekonomiczne i matematyczne na Uniwersytecie Wisconsin w Madison, USA. W 1988/89 praca w Instytucie Nauk Behawioralnych na Uniwersytecie Colorado w Boulder, USA (Fulbright Visiting Fellow). W 1992/93 praca w Szwedzkiej Królewskiej Akademii Nauk w Sztokholmie (profesor wizytujący).

W latach 1989-91 – korzystając z urlopu na UW – pracował w Ministerstwie Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Jako Dyrektor Departamentu Ekonomicznego był odpowiedzialny m.in. za budżet państwa przeznaczany na ochronę środowiska, jak również za przygotowanie reformy polityki ekologicznej. W 1993 r. otrzymał nagrodę „Pew Scholar Award in Conservation and the Environment”. Wykorzystał towarzyszący jej grant na stworzenie Warszawskiego Ośrodka Ekonomii Ekologicznej na UW, którym kierował w latach 1993-2008.

Opublikował liczne artykuły w czasopismach naukowych m.in. w *Ekonomia*, *Ekonomia i Środowisko*, *Environmental and Resource Economics* oraz *Ecological Economics*. Książka *Costing Nature in a Transition Economy. Case Studies in Poland* (Elgar; Cheltenham, UK, Northampton, MA, USA 2000) zawiera podsumowanie wielu projektów badawczych wykonanych w Warszawskim Ośrodku Ekonomii Ekologicznej. *Ekonomia środowiska i zasobów naturalnych* (PWE; Warszawa 2004) stanowi podręcznik dla studiujących problematykę ekonomiczno-ekologiczną.

**Streszczenie.** Artykuł stawia trzy pytania. Pierwsze – czy zmiany systemu wsparcia OZE, które są przedstawione w projekcie ustawy, idą w dobrym kierunku? Drugie – czy istota obecnego projektu zostanie zachowana w trakcie prac parlamentarnych? Trzecie – jak będzie rozwijała się energetyka niekonwencjonalna po 2013 roku?

## 1. Czy zmiany systemu wsparcia OZE idą w dobrym kierunku?

Obecny system mocno wspiera stare elektrownie wodne i współspalanie. Nie ma jakiegokolwiek uzasadnienia ekonomicznego dla tego pierwszego kierunku wsparcia, ponieważ obiekty te zostały wybudowane w latach 60-tych, 70-tych i 80-tych z naszych wspólnych pieniędzy. Są to obiekty, które już się zamortyzowały, a wciąż produkują energię elektryczną. Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku są nadzwyczajnym przychodem koncernów energetycznych, a rząd dokłada im jeszcze zielone certyfikaty.

Współspalanie budzi wiele kontrowersji ekologicznych, technicznych, rynkowych i strategicznych. Od strony ekologicznej wątpliwość budzi wzrost importu biomasy. Spalanie biomasy jest jak najbardziej ekologiczne, jak długo biomasa jest wytwarzana i spalana lokalnie. Na przykład NFOŚiGW limituje moc instalacji na biomasę do 3 MWe i 20 MWc, co w jasny sposób ukierunkowuje wsparcie na projekty małoskalowe. Od strony technicznej rodzą się pytania, co do sprawności tego procesu, jak też jego technicznej trwałości.

Współspalanie rozwinęło się w ostatnich latach do tego stopnia, że zdominowało rynek dostaw energii elektrycznej z OZE. Niedawne spadki cen zielonych certyfikatów (z 280 zł/MWh do 190-200 zł/MWh) wskazują na to, że obecnie występuje nadpodaż zielonych certyfikatów. Kolejne instalacje współspalania są (lub w niedalekiej przyszłości będą) uruchamiane, co przełoży się na dalsze spadki cen.

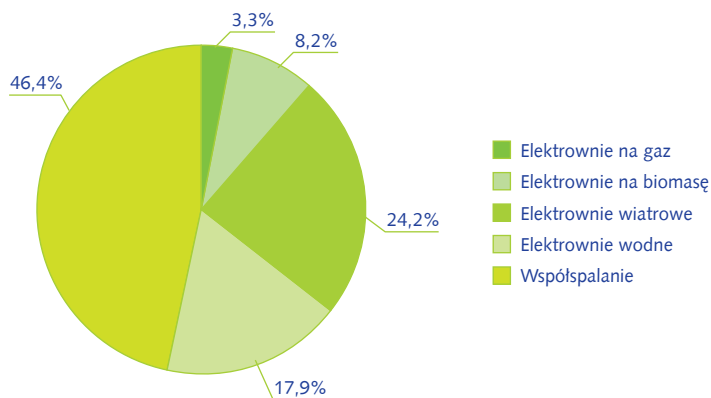
Operatorzy instalacji współspalania są liderem cenowym na rynku zielonych certyfikatów i ceny będą spadać dopóki nie osiągną poziomu równego długookresowemu kosztowi krańcowemu dla tej technologii (czyli 160-170 zł/MWh), bo wtedy energetyce nie będzie już opłacało się inwestować w nowe instalacje. Przejściowo ceny zielonych certyfikatów mogą spaść jeszcze niżej, dopóki rynek nie znajdzie się w równowadze.

Utrzymanie obecnego systemu wsparcia ma znaczące implikacje dla struktury rynku. Farmy wiatrowe domykają się przy cenie zielonego certyfikatu na poziomie ok. 220-230 zł/MWh. Natomiast biogazownie – przy cenie zbliżonej do 280 zł/MWh. Jeżeli ceny zielonych certyfikatów będą się utrzymywać na poziomie ok. 160-170 zł/MWh, to:

- 1 | w 2013 roku nie zostanie oddana do użytku ani jedna farma wiatrowa czy też biogazownia,
- 2 | niektóre już pracujące farmy wiatrowe i biogazownie mogą zbankrutować, bo nie będą w stanie spłacać kredytów.

Nie powinniśmy myśleć o rozwoju OZE tylko w kategoriach ekologicznych, ale też strategicznych. OZE jest sposobem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. W tym ujęciu współspalanie wypada niekorzystnie, pogłębiając naszą zależność od importu surowców energetycznych z zagranicy.

Ryc. 1. Produkcja energii elektrycznej w instalacjach OZE w Polsce w 2011 roku (%)



Źródło: NFOŚiGW na podstawie danych z URE

Przyjęcie ustawy OZE natychmiast mogłoby uwolnić ponad 1/6 zielonych certyfikatów, które obecnie otrzymuje stara hydroenergetyka. W kolejnych latach ograniczanie wsparcia dla współspalania mogłoby pozwolić przesunąć na inne technologie dalsze 2/5 zielonych certyfikatów. W systemie wsparcia pojawiłoby się więcej przestrzeni na biomasę, biogaz, wiatr, energię słoneczną – czyli podsektory OZE, które ekologicznie i strategicznie są dla Polski ważne. Ponieważ wartość umorzonych zielonych certyfikatów wyniosła w 2011 roku ok. 3,5 mld zł, to można powiedzieć, że ok. 1,7-1,8 mld zł zostanie lepiej wykorzystane przez Polskę dzięki nowej ustawie OZE.

Drugim ważnym kierunkiem zmian jest wprowadzenie nowego mechanizmu wsparcia małych źródeł – taryf stałych. Szczególnie ważne jest uproszczenie w podłączaniu do sieci instalacji, które służą do produkcji na własne potrzeby (a tylko nadwyżka jest oddawana do sieci). Zostanie otwarty nowy segment rynku, który może się szybko rozwinąć.

Ministerstwo Gospodarki wykonało ogromną pracę, żeby przygotować projekt nowych regulacji. Udało się uzgodnić rozbieżne stanowiska wielu grup interesów. Zmiana systemu wsparcia idzie w dobrym kierunku, bo pozwala lepiej wydawać ponad połowę środków, które już są w systemie, a ponadto otwiera rynek na generację rozproszoną.

## 2. Czy istota obecnego projektu zostanie zachowana w trakcie prac parlamentarnych?

W tym miejscu warto odwołać się do teorii regulacji, a dokładniej do koncepcji nazwanej z angielskiego „*regulatory capture*”, która mówi, że rynek regulowany ma większy wpływ na kształt regulacji niż regulator. Jednym z ekonomistów, który ma ważny wkład w zrozumienie tego mechanizmu, jest Mancur Olson. W książce wydanej w połowie lat 60-tych „*The Logic of Collective Action: Public Goods and the Theory of Groups*” dowodzi on, że kształt regulacji (a zatem podział kosztów i korzyści z niej wynikający) jest wynikiem ścierania się grup interesów. Pokazuje, że im więcej może zyskać każdy z jej uczestników, tym większa szansa, że regulacja będzie dla niej korzystna. Mniej liczne grupy interesów łatwiej się organizują pod warunkiem, że mają odpowiednie zasoby (czy też metody wywierania wpływu) i preferencje członków grupy interesów są spójne.

Analizując krajowych graczy na rynku wytwarzania energii elektrycznej, możemy wyodrębnić 4 grupy interesów:

- 1 | koncerny energetyczne z udziałem Skarbu Państwa oraz prywatni wytwórcy energii elektrycznej, którzy posiadają konwencjonalne bloki systemowe,
- 2 | kilkudziesięciu prywatnych deweloperów (krajowych i zagranicznych) dużych instalacji OZE, głównie farm wiatrowych,
- 3 | kilkuset prywatnych deweloperów (głównie krajowych) małych farm wiatrowych i biogazowni,
- 4 | kilka milionów gospodarstw domowych, które mogłyby zainwestować w mikroinstalacje, głównie w fotowoltaikę.

Wydaje się, że czwarta grupa nie ma dużej siły przebicia. Jednak jej interesy są mocno artykułowane przez producentów i importerów paneli fotowoltaicznych. W sumie jest to spójna grupa interesów. Ona najwięcej zyskuje dzięki wprowadzeniu obecnego projektu ustawy OZE. Z drugiej strony nie jest ona zagrożeniem dla pierwszej grupy – profesjonalni energetycy nie wierzą, że znaczący udział w zaopatrzeniu rynku w energię elektryczną może mieć fotowoltaika prosumencka, a nieco większe instalacje mogą być hamowane metodami techniczno-administracyjnymi.

Grupa trzecia ma najmniejszą siłę przybicia. Składa się ze zbyt wielu, zbyt słabych przedsiębiorstw, żeby mieć wpływ na dyskusję o kształcie regulacji. Są to głównie polskie przedsiębiorstwa, bardzo słabe kapitałowo, które dopiero budują swoje kompetencje w OZE. Korzystna ustawa OZE jest dla tej grupy warunkiem koniecznym, ale nie wystarczającym, udanej inwestycji. Dodatkowym warunkiem jest dostęp do dotacji unijnych.

Gra lobbyingowa toczy się pomiędzy pierwszą i drugą grupą. Wynika to z tego, że duzi deweloperzy farm wiatrowych rzeczywiście mogą uszczknąć pokaźny kawałek tortu całkowitych dostaw energii elektrycznej. Na tyle duży, że może on boleśnie zmniejszyć sprzedaż energii elektrycznej z tradycyjnych źródeł.

Pierwsza grupa bardzo korzysta na obecnych regulacjach, ponieważ 2/3 wpływów z zielonych certyfikatów uzyskuje ze starych hydroelektrowni i współspalania. W pierwszej kolejności będzie zabiegać o to, żeby nowa ustawa weszła jak najpóźniej. W drugiej kolejności, będzie zabiegać o lepsze warunki dla współspalania. Możliwym kompromisem jest wydłużenie okresu, w którym instalacja współspalania otrzymuje zielone certyfikaty, z 5 do 8, czy nawet do 10 lat.

Druga grupa mocno argumentuje, że głównym zagrożeniem dla niej nie jest nowa ustawa OZE, ale niestabilność regulacji. Jednak w gruncie rzeczy największym zagrożeniem dla farm wiatrowych są instalacje współspalania. W momencie, kiedy dochodzi do nadpodaży zielonych certyfikatów, to ich cena spada (tak, jak to ma miejsce obecnie). Trwały spadek poniżej 200 zł/MWh przy jednoczesnym spadku cen „czarnej” energii elektrycznej (w ciągu 2012 roku z 220 zł/MWh do ok. 170-180 zł/MWh) podcina wykonalność finansową nowych farm wiatrowych, a nawet może doprowadzić do bankructwa tych farm wiatrowych, które nie mają długoterminowych kontraktów na sprzedaż zielonych certyfikatów, a inwestycje finansowały głównie kredytem.

Jeżeli rząd doszedłby do wniosku, że obecny system wsparcia jest satysfakcjonujący i nie zostanie zmieniony, a – w odpowiedzi na postulaty deweloperów – zostanie zakonserwowany, to będzie bardzo zła wiadomość dla farm wiatrowych i instalacji na biogaz. W ciągu 2-3 lat powstanie tyle instalacji współspalania, że one będą determinować ceny zielonych certyfikatów na rynku.

W myśl teorii Mancura Olsona ostateczna regulacja powinna być korzystna dla grupy interesów, która ma spójne preferencje oraz środki do zorganizowania się i wywierania wpływu na regulatora. Najmocniejszą pozycję ma pierwsza grupa, która składa się zaledwie z czterech, bardzo silnych podmiotów, silnie powiązanych z rządem ze względu na udziały Skarbu Państwa, oraz z paru inwestorów zagranicznych, którzy rozwijają energetykę konwencjonalną w Polsce.

Rząd nie jest zainteresowany osłabianiem czterech państwowych koncernów energetycznych, bo niedawno postawił im nowy cel – wsparcie poszukiwań i wydobywania gazu łupkowego. Ponadto energetyka stoi przed bardzo kosztownym programem inwestycji w nowe moce wytwórcze i w sieci przesyłowe.

Również głos zagranicznych koncernów energetycznych, które inwestują w bloki konwencjonalne, będzie się liczył. Rzeczywiście zmiana zasad wsparcia może je narazić na straty, a to z kolei może być podstawą do dochodzenia odszkodowań od Skarbu Państwa oraz może zniechęcić koncerny zagraniczne do budowania nowych bloków energetycznych.

Reasumując, czy to na etapie prac rządowych, czy to na etapie prac parlamentarnych, ustawa o OZE zostanie istotnie zmodyfikowana. Ostatecznym zwycięzcą będą duże koncerny energetyczne posiadające elektrownie konwencjonalne – uzyskają one lepsze warunki wsparcia dla współspalania. Być może obszarem kompromisu będzie stara hydroenergetyka, która zostanie pozbawiona zielonych certyfikatów. Pozwoli to na przejściowe zrównoważenie rynku zielonych certyfikatów.

---

### 3. Jak będzie rozwijała się energetyka niekonwencjonalna po 2013 roku?

Jeżeli dojdzie do realizacji scenariusza opisanego w poprzedniej sekcji, to rynek OZE będzie rozwijał się dwutorowo. Z jednej strony zielone certyfikaty będą zachęcały do uruchamiania nowych instalacji współspalania. Z drugiej zaś – taryfy stałe będą stymulowały rozwój mikroinstalacji. Nie będzie miejsca na nowe farmy wiatrowe i biogazownie – nie będą w stanie rywalizować z instalacjami współspalania.

W segmencie instalacji uprawnionych do taryfy stałej będą dominować bardzo niewielkie instalacje o przeciętnej mocy 4-6 kW. Jest to warunkowane zapisem w ustawie, mówiącym, że bez zbędnych formalności można podłączyć się do sieci, jeśli wytwarzana energia będzie wykorzystywana na potrzeby własne, a jedynie nadwyżka kierowana do sieci.

Natomiast instalacje przydomowe, których moc przewyższy przydział mocy na pobór energii, natrafią na takie same trudności w uzyskiwaniu podłączenia do sieci, jak to dotychczas spotykało farmy wiatrowe i biogazownie. Dystrybutor energii elektrycznej będzie argumentował, że nie ma potrzeby instalowania większego źródła OZE skoro dotychczas gospodarstwo domowe zaspokajało swoje potrzeby w ramach przyznanej mocy.

Również dużym instalacjom fotowoltaicznym będzie trudno przyłączyć się do sieci. W gruncie rzeczy ta technologia jest jeszcze bardziej niespokojna i trudna do prognozowania niż farma wiatrowa. Dystrybutor energii elektrycznej nie będzie miał trudności z wykazaniem, że nie może jej podłączyć do sieci ze względu na bariery techniczne. Ponadto cały czas nie jest rozwiązana kwestia już wydanych warunków przyłączenia, które dają dobry pretekst do odmawiania wydawania nowych.

Niezależnie, czy ustawa wejdzie, czy nie, będzie rozwijało się współspalanie. Farmy wiatrowe utrzymają swoją pozycję, ale raczej nie zdominują rynku. Może się zdarzyć, że te farmy, które zbankrutują, będą odkupywane przez państwowe koncerny energetyczne. Natomiast nowa ustawa warunkuje rozwój generacji rozproszonej. Jeżeli taryfy stałe będą utrzymane w ostatecznej wersji ustawy, to otworzą rynek dla mikroinstalacji fotowoltaicznych.

---

### 4. Podsumowanie

Reforma systemu wsparcia OZE idzie w dobrym kierunku. Rząd próbuje całkowicie wycofać się ze wsparcia starych, zamortyzowanych hydroelektrowni, które dotychczas otrzymywały – zupełnie

niepotrzebnie – ponad 1/6 zielonych certyfikatów. Dodatkowo projekt ustawy przewiduje ograniczenie wsparcia dla współspalania, któremu przypada obecnie ok. 2/5 zielonych certyfikatów, a które zarówno na gruncie ekologicznym jak i strategicznym są kontrowersyjne. W efekcie mogłaby się zwiększyć pula środków na wsparcie farm wiatrowych, biogazowni i instalacji na biomasę.

Projekt ustawy jeszcze nie został zaakceptowany przez rząd. Koncerny energetyczne, które zainwestowały we współspalanie, a które straciłyby dużo na zmianie przepisów, będą mocno lobbować za zmianą projektu ustawy. Teoria regulacji wskazuje na to, że im się powiedzie, bo mają spójny cel, są nieliczną a dobrze zorganizowaną grupą interesów o dużej sile przebicia.

Utrzymanie wsparcia dla współspalania może mieć poważne implikacje dla rynku OZE. Wzrośnie udział instalacji współspalania w przychodach z zielonych certyfikatów, przy jednoczesnym spadku ich cen. Nowe instalacje OZE w pozostałych podsektorach nie będą budowane, ponieważ niższe ceny zielonych certyfikatów nie zapewnią im rentowności. Może nawet dojść do bankructwa niektórych farm wiatrowych i biogazowni, które już teraz działają na rynku, bo nie będą w stanie obsłużyć kredytów.

---

## Bibliografia

Olson, Mancur (1965), *The Logic of Collective Action: Public Goods and the Theory of Groups*, Harvard University Press.

### Nota o autorze

**Jan Rączka** jest doktorem nauk ekonomicznych. W 2008 roku objął funkcję Prezesa Zarządu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie. W latach 2001-2004 był adiunktem na Wydziale Nauk Ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 2003-2008 roku pracował jako finansista w Europejskim Banku Odbudowy i Rozwoju. Wcześniej, w latach 1993-1995 był pracownikiem Forum Europy Środkowo-Wschodniej w Fundacji Batorego, gdzie organizował wizyty studyjne, seminaria i konferencje dla przedstawicieli środowisk opinio-twórczych z innych krajów. W latach 1996–2009 był członkiem Warszawskiego Ośrodka Ekonomii Ekologicznej UW.

Pełniąc funkcję prezesa NFOŚiGW poprawił efektywność instytucji, zwiększając jej skalę i zakres działania. Za jego kadencji NFOŚiGW przejął odpowiedzialność za wykorzystanie unijnych dotacji na infrastrukturę przeciwpowodziową, współfinansowanie programu LIFE+ oraz finansowanie inwestycji z przychodów pochodzących ze sprzedaży uprawnień do emisji CO<sup>2</sup>. W 2009 roku prezes Rączka był członkiem rządowego zespołu, który wynegocjował pierwsze transakcje sprzedaży tych uprawnień w ramach protokołu z Kioto. Jest także promotorem i współautorem mechanizmów dopłat do oprocentowania kredytów dla samorządów i przedsiębiorstw komunalnych oraz dopłat do kapitału kredytów na kolektory słoneczne dla klientów indywidualnych. Dopłaty te, wykorzystując konkurencję między bankami, przyciągają tani kapitał komercyjny do ochrony środowiska. W ostatnim roku pracował nad instrumentami wsparcia poprawy efektywności energetycznej, inteligentnych sieci energetycznych i nowych technologii w ochronie środowiska.

Organizując strukturę NFOŚiGW zmienił jego kulturę korporacyjną, kładąc nacisk na przejrzystość i etykę zawodową. Wprowadził nowoczesne metody zarządzania poprzez delegację odpowiedzialności, zatrudnienie pracowników w systemie telepracy oraz roczne oceny pracownicze.

W swojej działalności Jan Rączka kieruje się partnerskim dialogiem, który traktuje jako nieodzowny element kształtowania nowoczesnych narzędzi polityki ekologicznej. Wykorzystuje również mechanizmy rynkowe do finansowania inwestycji środowiskowych ze środków publicznych, natomiast w zarządzaniu NFOŚiGW opiera się na standardach menedżerskich sektora prywatnego.



# Korzyści energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe stosowania technologii mikro-trigeneracji w rozproszonych źródłach energii

Andrzej Wiszniewski

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono w sposób syntetyczny aktualny stan techniki i ofertę rynkową urządzeń w dziedzinie systemów mikro-trigeneracji. Przeprowadzono analizę potencjału oszczędności energii pierwotnej w przypadku zastosowania małych systemów CHP i CHCP w stosunku do rozdzielonej produkcji ciepła, energii elektrycznej i chłodu. Zaprezentowano również wyniki analizy korzyści ekonomicznych stosowania układów mikro-CHCP oraz ich potencjał rynkowy, przeprowadzonej w ramach projektu POLYSMART.

## Wstęp

Trigeneracja – CHCP (Combined Heating, Cooling and Power) jest to efektywne wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i chłodu w jednej instalacji. Podstawowymi składnikami systemu CHCP są: jednostka kogeneracyjna wytwarzająca jednocześnie ciepło i energię elektryczną (CHP) oraz urządzenie do wytwarzania chłodu z ciepła – TDC (Thermally Driven Chiller). Głównymi czynnikami warunkującymi stosowanie systemów CHCP są:

- osiągnięcie możliwie największej sprawności konwersji energii pierwotnej na użyteczną oraz
- zapewnienie maksymalnej ilości godzin pracy systemu w ciągu roku poprzez wykorzystanie ciepła odpadowego z jednostki CHP zarówno do produkcji ciepła jak i chłodu.

W niniejszym artykule zaprezentowano w sposób syntetyczny aktualny stan zaawansowania technologii urządzeń wykorzystywanych w systemach mikro-trigeneracji, przeanalizowano korzyści energetyczne i ekonomiczne ich stosowania w odniesieniu do tradycyjnych systemów rozdzielonego zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i chłód. Przedstawiony materiał został opracowany na podstawie rezultatów projektów realizowanych, z udziałem autora, w ramach 6 Programu Ramowego UE oraz Inteligentnej Energii dla Europy.

## Technologia

Współcześnie działające systemy CHCP ograniczone są do zastosowań o dużej wydajności – od kilkuset kW do kilku MW, głównie w przemyśle oraz systemach ciepłowniczych i centralnego chłodzenia. W zakresie mocy poniżej 100 kW, dedykowanych dla mniejszych obiektów, coraz bardziej rozpowszechnione są systemy kogeneracyjne, oferowane przez kilkudziesięciu producentów. Prowadzone są również prace badawcze i wdrożeniowe nad wprowadzeniem na rynek systemów produkcji chłodu z ciepła o wydajności kilku do kilkudziesięciu kW.

Systemy mikro-kogeneracji mogą znaleźć zastosowanie we wszystkich obiektach, gdzie występuje stałe zapotrzebowanie na ciepło poza sezonem grzewczym na poziomie kilkudziesięciu kW (przemysł, szpitale, hotele, ośrodki sportowo-rekreacyjne, itp.). Wykorzystanie ciepła odpadowego z kogeneracji do produkcji chłodu na cele klimatyzacji pomieszczeń zwiększa obszar zastosowań o budynki użyteczności publicznej oraz budownictwo mieszkaniowe.

Podstawowym urządzeniem lokalnego systemu tri-generacyjnego jest jednostka kogeneracyjna, która pełni rolę podstawowego źródła ciepła i powinna być wymiarowana na zapotrzebowanie ciepła poza sezonem grzewczym, czyli ciepło do przygotowania cwu, pokrycia potrzeb technologicznych oraz podstawowego zapotrzebowania na ciepło do produkcji chłodu w TDC. Szczytowe zapotrzebowanie na ciepło pokrywane jest przez konwencjonalne źródło, najczęściej zasilane tym samym paliwem co jednostka kogeneracyjna. Ze względu na dobowe nierównomierności w zapotrzebowaniu zazwyczaj stosowany jest zasobnik ciepła. Nierównomierności w zapotrzebowaniu na chłód mogą być pokrywane przez klasyczną chłodziarkę sprężarkową. W celu obniżenia wydajności szczytowego źródła chłodu można rozważyć zasadność stosowania zasobnika chłodu jako rozwiązanie opcjonalne, które pozwoli także na kompensowanie nierównomierności w zapotrzebowaniu na chłód przy obciążeniu podstawowym. Istotnym elementem systemu CHCP jest układ odprowadzenia ciepła z TDC, kosztowny i wymagający dużo miejsca.

Zarówno jednostka kogeneracyjna jak TDC mogą być wykonane w różnych technologiach. Na rysunku 1 przedstawiono zestawienie aktualnie dostępnych technologii możliwych do zastosowania w systemach mikro-CHCP.

**Rysunek 1.** Technologie wykorzystywane w systemach CHCP[1]

Technologie systemów CHCP				
CHP	TDC	Źródło szczytowe	Systemy usuwania ciepła	Magazynowanie ciepła/chłodu
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Silniki spalinowe</li> <li>– Mikroturbiny</li> <li>– Ogniwa paliwowe</li> <li>– Silniki Stirlinga</li> <li>– ORC</li> <li>– Cykl Kaliny</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Chłodziarki absorpcyjne</li> <li>– Chłodziarki adsorpcyjne</li> <li>– Cykle otwarte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Kotły na paliwo kopalne</li> <li>– Systemy grzewcze zasilane słońcem</li> <li>– Pompy ciepła</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Zamknięte tzw. „suche”</li> <li>– Otwarte tzw. „mokre”</li> <li>– kombinowane</li> </ul>	

W powyższym zestawieniu wymieniono technologie potencjalnie możliwe do zastosowania w układach mikro-CHCP, jednak nie wszystkie z nich charakteryzują się stopniem zaawansowania rozwoju pozwalającym na ich masową produkcję i szerokie wprowadzenie na rynek. Technologiami najlepiej dostosowanymi do wymogów instalacji CHCP ze względu na wysoką sprawność elektryczną i całkowitą oraz najszerszy zakres zastosowań są silniki tłokowe, mikroturbiny gazowe i ogniwa paliwowe. Największym potencjałem rozwojowym charakteryzują się ogniwa paliwowe, ze względu na najwyższą sprawność elektryczną, konstrukcję modułową pozwalającą na elastyczne projektowanie wydajności urządzeń oraz niewielki udział części ruchomych. Jednak doświadczenia z badań instalacji demonstracyjnych i pilotowych wskazują na konieczność poprawy niezawodności i trwałości stosów ogniwi. Wad tych pozbawione są silniki tłokowe i mikroturbiny, których technologia jest na tyle dojrzała, że pozwala na ich zastosowania rynkowe.

Technologie produkcji chłodu z ciepła, możliwe do zastosowania w systemach mikro-CHCP ograniczają się do kilkunastu produktów. Doświadczenia z 12 projektów demonstracyjnych małych instalacji CHCP (poniżej 50 kWe) zrealizowanych w ramach projektu POLYSMART dowiodły, że istnieje duże prawdopodobieństwo nie osiągnięcia zakładanych parametrów pracy TDC, ze względu na zaniżenie parametrów zasilania oraz zawodność techniczną samych urządzeń.

## Korzyści energetyczne stosowania lokalnych systemów CHCP

Analiza oszczędności energii pierwotnej PES dla małych systemów trigeneracyjnych w budynkach polega na porównaniu zużycia energii pierwotnej używanej przez system CHCP ze zużyciem energii

**Rysunek 2.** Zależność PES od sprawności elektrycznej dla układu kogeneracyjnego CHP



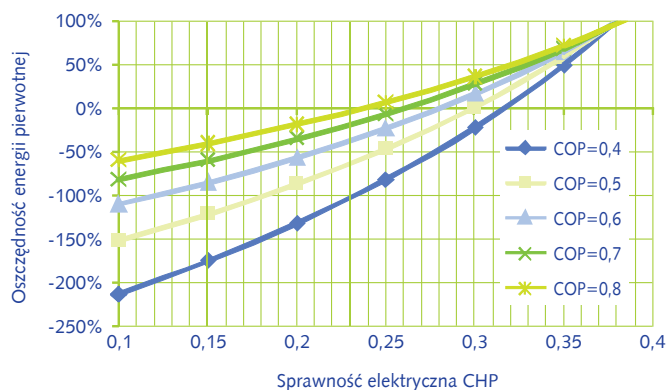
pierwotnej przez system referencyjny dla tej samej ilości wyprodukowanej energii użytecznej. Analiza obejmuje sumaryczne zużycie energii pierwotnej na wyprodukowanie ciepła, chłodu i energii elektrycznej. Jako system referencyjny przyjęto: kocioł gazowy dla ogrzewania i ciepłej wody, chłodziarka sprężarkowa dla klimatyzacji oraz sieć elektroenergetyczna dla energii elektrycznej. Metodyka obliczeń została opracowana w ramach projektu POLYSMART.

Analiza oszczędności energii pierwotnej wykazała, że małe układy kogeneracyjne (CHP) pozwalają na osiągnięcie istotnych oszczędności zużycia energii pierwotnej w porównaniu z systemem referencyjnym. W warunkach polskich, gdzie PRF (wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej) dla energii elektrycznej z sieci wynosi 3,0 oszczędności te mogą osiągnąć 100% dla układów CHP o wysokiej sprawności elektrycznej. W krajach gdzie udział OZE w produkcji energii elektrycznej jest wyższy, oszczędności te są istotnie mniejsze, jednak w każdym warunkach uzyskuje się pozytywny efekt zastosowania układów CHP do zasilania budynków.

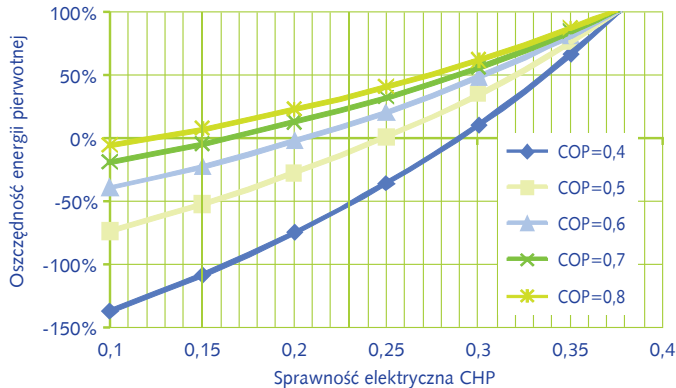
W przypadku skojarzonej produkcji energii elektrycznej i chłodu oszczędności te są istotnie mniejsze, a w systemach małej skali, charakteryzujących się niższymi sprawnościami elektrycznymi urządzeń CHP oraz mniejszymi wartościami COP dla chłodziarek napędzanych termicznie, może wystąpić wzrost zużycia energii pierwotnej.

Analogiczna uwaga dotyczy systemów trigeneracyjnych CHCP, w których decydujący wpływ na oszczędności energii pierwotnej ma wartość sprawności elektrycznej urządzeń CHP i COP chłodzi-

**Rysunek 3.** Zależność PES od sprawności elektrycznej dla układu CCP (skojarzonej produkcji energii elektrycznej i chłodu) dla różnych wartości COP chłodziarki absorpcyjnej.



**Rysunek 4.** Zależność PES od sprawności elektrycznej dla układu CHCP przy założeniu pracy urządzenia z wydajnością pokrywającą zapotrzebowanie na ciepło



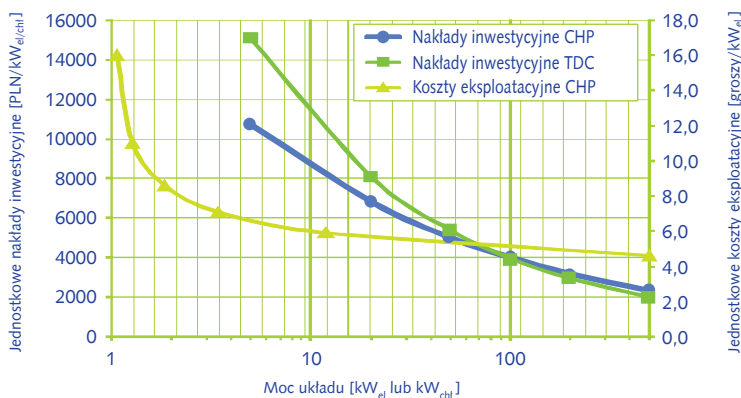
dziarki absorpcyjnej. Praca układu CHCP na potrzeby chłodzenia zmniejsza w sposób istotny oszczędności energii pierwotnej w stosunku do układu referencyjnego. W warunkach polskich jednak wpływ ten jest tak istotny.

Zbliżone wyniki dotyczące oszczędności energii pierwotnej osiągnięto w ramach prac Aneksu 42 programu „Energy Conservation in Buildings and Community Systems” Międzynarodowej Agencji Energetycznej IEA [7], gdzie osiągnięto zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 19 – 28% oraz związaną z tym redukcję emisji CO<sub>2</sub> o 21 – 34%.

## Nakłady inwestycyjne

Ze względu na fakt, że technologie tri-generacji małej mocy dopiero wchodzi na rynek, nie ma wiarygodnej bazy danych dla dokładnego oszacowania kosztów inwestycyjnych. Dla większości systemów muszą być one kalkulowane indywidualnie. Znane są koszty systemów kogeneracyjnych, jak również urządzeń do produkcji chłodu z ciepła. Jednak małe doświadczenia związane z integracją tych systemów skłaniają do ostrożnego kalkulowania kosztów. Poniżej, za [6] przedstawiono zależności jednostkowych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych systemów CHP w funkcji mocy elektrycznej systemu oraz systemów chłodzących zasilanych ciepłem (TDC)

**Rysunek 5.** Jednostkowe nakłady inwestycyjne oraz koszty eksploatacyjne systemów CHP i TDC w funkcji wielkości systemu [6].



w funkcji mocy chłodniczej. W przypadku określania nakładów inwestycyjnych na układy CHCP należy zsumować nakłady na CHP i TDC.

## Korzyści ekonomiczne

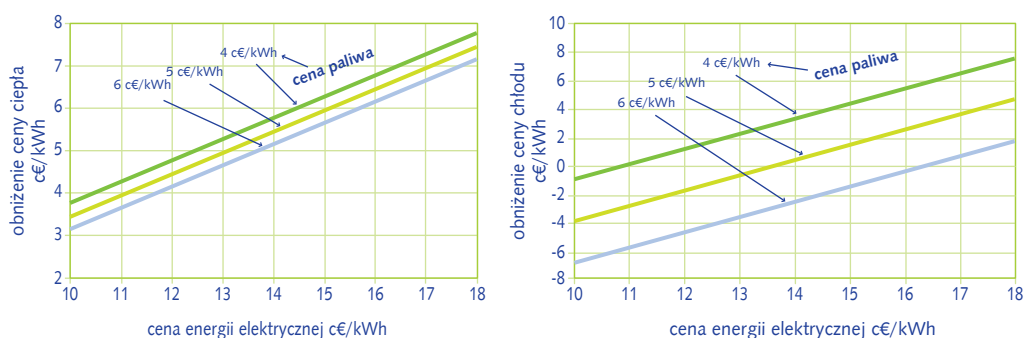
Budowa systemu CHCP małej skali wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych w porównaniu z konwencjonalnymi systemami zaopatrzenia w energię. Nakłady te muszą być zrekomensowane korzyściami w postaci dochodów związanych ze sprzedażą energii oraz poprzez uniknięcie kosztów zakupu paliwa i energii elektrycznej, zaoszczędzonych w wyniku zainstalowania układu CHCP. Jednak po stronie kosztów należy również uwzględnić zwiększone koszty eksploatacyjne układów CHP i TDC w porównaniu z konwencjonalnym systemem.

Przy założeniu, że:

- system CHCP oraz system referencyjny dostarczają tę samą ilość energii
- cena paliwa dla systemu referencyjnego oraz CHP są takie same
- cena energii elektrycznej kupowanej i sprzedawanej jest taka sama

określono „obniżenie ceny ciepła”, tzn. różnicę pomiędzy kosztami energii do produkcji ciepła i chłodu dla systemu CHCP oraz systemu referencyjnego w funkcji zmiennych cen paliwa i energii elektrycznej. Wyniki przedstawiono na rysunku 6.

**Rysunek 6.** Zależność „obniżenia ceny ciepła i chłodu” od ceny paliwa i energii elektrycznej [8].

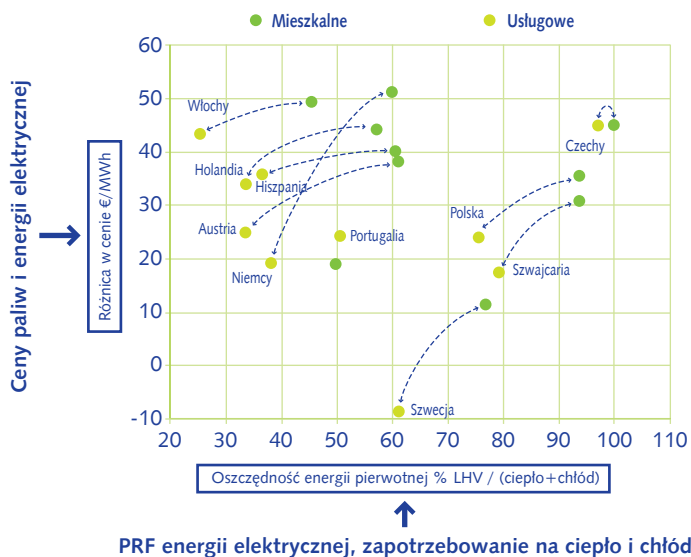


Przedstawione na rysunku „obniżenie ceny...” musi skompensować różnicę w nakładach inwestycyjnych oraz zwiększonych kosztach eksploatacyjnych. Zatem dodatnia wartość tego parametru jest konieczna, lecz niewystarczająca. Jak widać z wykresu, osiągnięcie pozytywnej wartości „obniżenia ceny...” jest łatwiejsza w przypadku produkcji ciepła niż chłodu. Stąd wniosek, że rozszerzenie systemu CHP do CHCP zmniejsza margines korzyści i efektywność ekonomiczna może być trudna do osiągnięcia. O ile jednakowy wzrost cen paliwa i energii elektrycznej powoduje zwiększenie „korzyści” przy produkcji ciepła, to przy produkcji chłodu skutek jest odwrotny.

Kluczowym elementem przy analizie oszczędności energii pierwotnej (PES) oraz korzyści ekonomicznych systemów CHCP są charakterystyczny dla każdego kraju współczynnik nakładów nieodnawialnej energii pierwotnej na produkcję energii elektrycznej w systemie (PRF) oraz stosunek ceny paliwa do ceny energii elektrycznej, określane przez system taryf.

Na rysunku 7 przedstawiono wartości potencjałów oszczędności energii pierwotnej oraz różnicy w cenie (obniżenie kosztów energii do produkcji ciepła i chłodu) w systemach CHCP dla poszczególnych krajów UE w dwóch sektorach mieszkalnictwie i usługach. Jak widać z rysunku Polskę cha-

**Rysunek 7.** Potencjał oszczędności energii pierwotnej oraz różnicy w cenie (obniżenie kosztów energii do produkcji ciepła i chłodu) w systemach CHCP dla poszczególnych krajów UE [8].



rakteryzuje wysoki potencjał oszczędności energii oraz średni potencjał obniżenia kosztów energii. We wszystkich krajach potencjał sektora mieszkalnictwa jest wyższy niż sektora usług.

## Podsumowanie i rekomendacje

Potencjał rynkowy dla powszechnego stosowania małych układów kogeneracyjnych (CHP) w budynkach jest bardzo wysoki ze względu na dużą oszczędność energii pierwotnej w stosunku do produkcji rozdzielonej. Jedyną barierą na dzisiaj w Polsce są skomplikowane procedury związane ze sprzedażą nadmiaru wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci i uzyskaniem świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wydajnej kogeneracji.

Technologie trigeneracyjne (CHCP) małej skali są już dostępne na rynku. Jednak ze względu na niewielkie doświadczenia związane z integracją poszczególnych elementów systemów oraz wysokie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne, nie można stwierdzić, że zastosowanie prawidłowo zaprojektowanego systemu mikro-CHCP będzie w każdym przypadku opłacalne. Przy obecnym stanie rozwoju technologii, zastosowanie chłodziarek napędzanych ciepłem małych wydajności nie gwarantuje osiągnięcia satysfakcjonujących oszczędności energii pierwotnej.

Układy CHCP posiadają ewidentny potencjał oszczędności energii, jednak nie każda technologia CHP jest w tym przypadku możliwa do zastosowania. Kluczowym parametrem decydującym o poziomie oszczędności energii pierwotnej jest sprawność elektryczna systemu CHP – powyżej 20%, a to jest możliwe jedynie w przypadku stosowania układów z silnikami tłokowymi i mikroturbinami.

Przeprowadzone w ramach projektu POLYSMART szczegółowe analizy rynkowe wskazują na duży potencjał dla efektywnego zastosowania mikro-CHCP w klimatyzowanych obiektach szpitalnych, centrach sportowo-rekreacyjnych, biurach, hotelach i obiektach handlowych o zapotrzebowaniu na moc chłodniczą powyżej 10 kW. W perspektywie najbliższych kilku lat należy spodziewać się pojawienia się na rynku dojrzałych technicznie, zintegrowanych systemów mikro-CHCP. Dotychczas zrealizowane w Europie instalacje są systemami pilotowymi, mającymi na celu zebranie odpowiednich doświadczeń.

W Polsce nie zainstalowano do tej pory żadnego systemu mikro-CHCP, istnieją natomiast pozytywne przykłady zastosowań układów o wydajności powyżej 100kWe, głównie w przemyśle oraz dużych budynkach użyteczności publicznej i biurowych.

Z uwagi na obowiązujący w Polsce system taryf, systemy CHP i CHCP należy projektować tak, aby możliwie największa część produkowanej energii elektrycznej była zużywana na miejscu.

Efektywność ekonomiczna systemów CHP i CHCP jest bardzo wrażliwa na ceny paliwa oraz energii elektrycznej, w przypadku gdy ceny energii elektrycznej będą rosły szybciej niż ceny paliw, atrakcyjność tych systemów znacznie wzrośnie.

---

#### Literatura

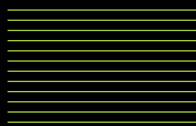
1. *Polygeneration in Europe – a technical report*, POLYSMART, 6 Framework Program Project, 2008, [www.polysmart.org](http://www.polysmart.org)
2. *Technology and Literature Review*, POLYSMART, 6 Framework Program Project, 2010, [www.polysmart.org](http://www.polysmart.org)
3. *Summerheat guideline*, Summerheat IEE Project 2009, [www.eu-summerheat.net](http://www.eu-summerheat.net)
4. Wilbur, L.C. *Handbook of Energy System Engineering – Production and Utilisation*, USA: John Wiley&Sons, 1985
5. Núñez T. *Classification of Polygeneration Systems – Review of Technologies*, Polysmart Public Workshop, Warszawa 2010, [www.nape.pl](http://www.nape.pl)
6. Schicktanz M, Wapler J, Henning H-M, *Primary energy and economic analysis of combined heating, cooling and power systems*, POLYSMART – [www.polysmart.org](http://www.polysmart.org)
7. *An Experimental and Simulation-Based Investigation of the Performance of Small-Scale Fuel Cell and Combustion-Based Cogeneration Devices Serving residential Buildings*, Final Report Annex 42 IEA, Kwiecień 2008
8. *Market Study*, POLYSMART, 6 Framework Program Project, 2010, [www.polysmart.org](http://www.polysmart.org)

#### Nota o autorze

**Andrzej Wiszniewski.** Doktor nauk technicznych, specjalizacja – procesy wymiany ciepła i masy. Adiunkt na Wydziale Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej, Wiceprezes Zarządu Narodowej Agencji Poszanowania Energii S.A. Kierownik Studium Podyplomowego „Zrównoważone systemy zaopatrzenia w energię i świadectwa energetyczne budynków” na Wydziale Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej. Kierowanie firmą i zespołami projektowo – badawczymi, koordynowanie polskich części projektów współfinansowanych z Funduszu Phare, IEE, 6 i 7 Programu Ramowego UE; koordynowanie projektów finansowanych ze środków EkoFunduszu – ocena i kontrola realizacji projektów z dziedziny efektywności energetycznej i ochrony środowiska; wykonywanie planów, koncepcji gospodarowania energią dla samorządów, spółdzielni mieszkaniowych i przemysłu; ekspert oceniający projekty w ramach Polsko-Szwajcarskiego Programu Współpracy, kierowanie i wykonywanie projektów modernizacji i restrukturyzacji systemów zaopatrzenia w ciepło miast, osiedli mieszkaniowych i zakładów przemysłowych; przygotowanie i organizacja programów edukacyjnych; koordynowanie programu edukacyjno – informacyjnego Dom Przyjazny; organizator i kierownik kursu e-learningowego Certified Energy Manager; współautor 6 wynalazków zgłoszonych w UP; przygotowywanie produktów inżynierii finansowej (bussines plany, studia wykonalności, organizacja finansowania etc.). Autor 48 artykułów w czasopiśmie recenzowanych, ponad 60 publikacji w materiałach konferencji międzynarodowych i krajowych. Członkostwo w organizacjach zawodowych: Association of Energy Engineers (AEE), USA – przewodniczący oddziału Warszawa; Zrzeszenie Audytorów Energetycznych ZAE – członek zarządu, skarbnik.



Generacja rozproszona –  
**technologie**





# Perspektywy rozwoju technologii fotowoltaicznych

Maciej Nowicki

**Streszczenie.** W ostatnim czasie obserwowany jest niezwykle dynamiczny rozwój systemów fotowoltaicznych, które transformują promieniowanie słoneczne bezpośrednio w energię elektryczną. W rozdziale dokonano przeglądu różnorodnych typów ogniw fotowoltaicznych, począwszy od ogniw z krzemu monokrystalicznego i polikrystalicznego, poprzez tzw. ogniwa cienkowarstwowe z krzemu amorficznego i innych związków o własnościach półprzewodnikowych, po ogniwa polimerowe i organiczne. Opisano też ogniwa wielowarstwowe współpracujące z koncentratorami energii słonecznej oraz układy hybrydowe tworzone z paneli fotowoltaicznych z kolektorami słonecznymi. Te ostatnie są szczególnie korzystne do montowania na fasadach budynków. Innym nowym trendem jest integracja systemów fotowoltaicznych z działalnością rolniczą. Analizy ekonomiczne wskazują, że systemy fotowoltaiczne osiągną konkurencyjność cenową w stosunku do paliw kopalnych już za kilka lat w krajach Europy Południowej, a w latach 2020 – 2025 w takich krajach jak Polska.

Zjawisko fotoelektryczne znane było już w XIX wieku, jednak dopiero rozwój technologii półprzewodnikowych doprowadził do jego praktycznego zastosowania. Pierwsze ogniwa fotowoltaiczne (PV) zbudowane zostały w firmie BELL w 1954 roku, jednak do 1990 roku wykorzystywane były jedynie do zasilania w energię satków kosmicznych, a także mikrouządzeń takich jak kalkulatory, zegarki, zabawki itp.

Pierwszym milowym krokiem w rozwoju fotowoltaiki było ogłoszenie w 1990 roku przez rząd niemiecki programu „1000 słonecznych dachów”, w którym dotacje rządowe pokrywały do 70% kosztów inwestycji. W 1995 roku program ten został z sukcesem zakończony, bowiem zbudowanych zostało 2100 instalacji PV o łącznej mocy 7,5 MW.

Po dalszych pięciu latach, a więc w 2000 roku, parlament niemiecki przyjął ustawę o odnawialnych źródłach energii, która wprowadziła stałą, gwarantowaną na 20 lat opłatę za każdą kilowatogodzinę wytworzoną z energii słonecznej i wprowadzoną do sieci. Ten prosty mechanizm, zwany pod nazwą feed-in tariff, okazał się niezwykle skuteczny w rozwoju fotowoltaiki w Niemczech. W 2004 roku moc systemów PV osiągnęła tam 1000 MW, w 2008 roku już 6000 MW, a w 2010 roku 17000 MW. Jednocześnie stworzony został bardzo silny, nowy sektor przemysłu, który w 2010 roku zatrudniał 90 000 osób.

Sukces niemiecki zachęcił inne państwa do wprowadzenia u siebie mechanizmu feed-in tariff. W ostatnich 5–7 latach ponad 40 czołowych państw świata, w tym niemal wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej, wprowadziły ten mechanizm. Jedynie Polska i Rumunia poszły inną, znacznie mniej efektywną, ale niezwykle zbiurokratyzowaną drogą, wprowadzając tzw. zielone certyfikaty, które zupełnie nie promują technologii fotowoltaicznych. Do 2011 roku w naszym kraju zainstalowano systemy PV o mocy zaledwie 1,7 MW. Szkoda, że w dyskutowanej obecnie ustawie o odnawialnych źródłach energii rząd proponuje nadal utrzymanie tego nieskutecznego mechanizmu.

Obecnie światowe obroty na rynku ogniw i paneli fotowoltaicznych są na poziomie kilkadziesiąt miliardów euro i sektor ten wykazuje roczną dynamikę wzrostu rzędu 20–40%, osiągając w niektórych krajach roczny wzrost ponad 100%. Wzrost ten spowodowany jest głównie spadkiem cen systemów PV w wyniku powiększania się skali produkcji oraz postępu technologicznego. W wyniku doświadczeń ostatniej dekady okazało się, że wzrost sprzedaży paneli PV o 100% powoduje spadek ich kosztów wytwarzania średnio o 20% ze względu na efekt skali produkcji [4]. Ale w ostatnich 3 latach spadek

ten był znacznie większy, gdyż w wyniku kryzysu gospodarczego o zasięgu globalnym spadła ilość zamówień na nowe instalacje PV i powstała znaczna nadwyżka podaży nad popytem tym bardziej, że w poprzednich latach hossa wiele firm amerykańskich, japońskich i niemieckich pobudowało fabryki o dużych mocach produkcyjnych w wielu krajach świata, a dołączyły do nich duże firmy chińskie i tajwańskie. To spowodowało, że w ciągu jednego roku ceny paneli fotowoltaicznych spadły nawet o 50% i ten trend spadkowy nadal się utrzymuje ze względu na silną światową konkurencję.

Drugim, nie mniej ważnym czynnikiem obniżania się cen systemów fotowoltaicznych jest postęp technologiczny, jaki stale dokonuje się w tej bardzo młodej dziedzinie nauki i techniki. W pierwszym rzędzie dotyczy to ogniw PV na bazie krzemu. Początkowo ogniwa te były konstruowane jedynie z monokryształów krzemu. Okazało się jednak, że do wywołania zjawiska fotoelektrycznego w półprzewodniku może być użyty także krzem polikrystaliczny, który jest znacznie tańszy w wytwarzaniu, chociaż sprawność takiego ogniwa jest niższa. W 2010 roku nadal 33% ogniw PV wytwarzano z krzemu monokrystalicznego, a już 52% z polikrystalicznego. Widać więc, że ogniwa z krzemu krystalicznego stanowiły 85% produkcji światowej, a wszystkie inne typy ogniw PV stanowiły zaledwie 15%. Trzeba jednak podkreślić, że to one mają największy potencjał rozwoju i ich udział z roku na rok rośnie.

Jeśli chodzi o ogniwa na bazie krzemu (tzw. ogniwa I generacji), obecnie najwięcej uwagi poświęca się na uproszczenie technologii ich wytwarzania, skrócenie czasu produkcji ogniwa oraz zmniejszenie ilości braków. W najnowszych liniach technologicznych udział ogniw wybrakowanych zmalał do 0,1%. Te działania spowodowały zmniejszenie kosztów wytwarzania krzemowych ogniw PV nawet o 25%, przy jednoczesnej poprawie ich sprawności.

Poprawione też zostały metody badania paneli PV złożonych z kilkadziesiątu ogniw tak, aby wyeliminować wszelkie mikropęknięcia i inne wady powodujące spadek sprawności panelu. Zwykle bowiem sprawność panelu jest mniejsza w stosunku do sprawności wchodzących w jego skład ogniw o 10-15%. Oznacza to, że na przykład dla ogniw z krzemu monokrystalicznego o sprawności 20% moduły z nich złożone mają sprawność 17 – 18%. Jednak Instytut Systemów Energii Słonecznej we Freiburgu (Niemcy), będący czołową placówką badawczą w Europie w zakresie fotowoltaiki, doprowadził do zmniejszenia spadku sprawności paneli do 5% [12]. Poza tym spadek sprawności występuje też w montażu systemów fotowoltaicznych złożonych z poszczególnych paneli, więc na tej drodze jest jeszcze wiele do zrobienia.

Warto jednak odnotować sukcesy najlepszych firm produkujących ogniwa fotowoltaiczne w zakresie poprawy ich sprawności. Dla przykładu, amerykańska firma SunPower uzyskała dla ogniw PV z monokryształów krzemu rekordową sprawność 24,2% [1], a najnowsze ogniwa japońskiej firmy Sanyo Electric mają sprawność 23,7% [1]. Uważa się, że dla ogniw krzemowych konstruktorzy zbliżają się do pułapu ich możliwości. Warto jednak podkreślić, że obecnie poprawie uległa też jakość paneli i systemów PV na bazie krzemu monokrystalicznego tak, że ich producenci dają 10-letnią gwarancję na swoje wyroby, przy zachowaniu co najmniej 90% sprawności początkowej przez 25 – 30 lat.

Jak wspomniano powyżej, ogniwa z krzemu polikrystalicznego mają nieco niższą sprawność i celem prac badawczych jest osiągnięcie pułapu 20% sprawności przetwarzania energii słonecznej. I tu ostatnio zanotowano znaczące postępy, gdyż w 2011 roku niemiecka firma Q-cells zaprezentowała ogniwa o sprawności 19,5% i panele o sprawności 18,1% złożone z 60 ogniw [11].

O ile rynek fotowoltaiczny na bazie krzemu jest w dużej mierze ustabilizowany i dalszych postępów można oczekiwać w zmniejszaniu kosztów ich produkcji, to w dziedzinie wszystkich innych typów ogniw PV można oczekiwać w najbliższych latach wielu ciekawych wynalazków, które prowadzić będą do zwiększenia ich konkurencyjności zarówno w stosunku do ogniw krzemowych, jak i do konwencjonalnych źródeł energii.

Jednym z tego rodzaju ogniw, co do których można oczekiwać znacznego postępu w technologii ich wytwarzania, są ogniwa cienkowarstwowe (thin film). Ogniwa te tworzy się przez napylenie niezwy-

kle cienkiej warstwy materiału (rzędu 0,001 mm) na płytkę ze szkła, tworzywa sztucznego, lub ze stali nierdzewnej. Materiałem tym może być krzem w postaci amorficznej, a także szereg innych związków o własnościach półprzewodnikowych takich jak siarczek kadmu (CdS), tellurek kadmu (CdTe), dwuseleńki miedziowo-indowy (CIS), czy dwuseleńki miedziowo-indowo-galowy (CIGS). Ich wspólną cechą jest użycie niezwykle małych ilości materiału do produkcji ogniwa PV, możliwość tworzenia znacznych powierzchni ogniw, (nawet o wymiarach 230 x 260 cm), niska cena oraz możliwość uzyskiwania powierzchni półprzepuszczalnych dla światła, a także mniejsze nagrzewanie się w trakcie ekspozycji na słońce. Wadą ich jest natomiast stosunkowo niska sprawność i jej spadek z upływem czasu.

Trzeba jednak zaznaczyć, że obecnie co najmniej kilkadziesiąt placówek badawczych pracuje nad rozwojem technologii cienkowarstwowych i już obserwowane są wyniki tych prac, które spowodowały niższy koszt wytwarzania ogniw cienkowarstwowych. Obecnie kształtuje się on na poziomie 0,7 – 1 EUR/W, podczas gdy koszt produkcji ogniw pierwszej generacji jest na poziomie około 1,5 EUR/W. Jednak sprawność ogniw cienkowarstwowych kształtuje się na poziomie 11 – 12%. Stąd też na przykład niemiecka firma Manz, wraz z kilkoma instytutami pracuje nad obniżaniem kosztów nakładania par miedzi, indu, galu i selenu na powierzchnię płytki, chcąc jednocześnie uzyskać sprawność ogniwa 14,4% [2]. Firma ta szacuje, że uda się jej obniżyć koszt ogniwa do 0,43 EUR/W.

W Szwajcarii firma Oerlikon otrzymała dla ogniwa CIGS o powierzchni 13 cm<sup>2</sup> sprawność 14,8%, a dla bardzo małego ogniwa o powierzchni 0,6 cm<sup>2</sup> nawet 18,7% [3], a w Japonii firma Solar Frontier w 2011 zaprezentowała ogniwo cienkowarstwowe o powierzchni 30 x 30 cm mające sprawność 17,2% [3]. Wszystko to wskazuje, jak bardzo można jeszcze poprawić sprawność ogniw cienkowarstwowych, przy jednoczesnym obniżaniu ich ceny. Jeśli uda się wprowadzić do komercyjnych zastosowań tego rodzaju ogniwa o sprawności powyżej 15%, będą one stanowiły poważną konkurencję dla ogniw I generacji na bazie krzemu krystalicznego.

Innego rodzaju prace badawcze prowadzą w dwóch przeciwległych kierunkach – jedne z nich koncentrują się na nowych materiałach półprzewodnikowych, o cenie niższej od obecnie stosowanych, natomiast inne – na systemach solarnych o sprawności wyższej od systemów opartych na krzemie.

Ten pierwszy kierunek dotyczy budowy ogniw polimerowych i organicznych. Te drugie nazywane są czasem sztuczną fotosyntezą, bowiem energia słońca zamieniana jest w nich w energię chemiczną. Jeszcze kilka lat temu sprawność ich nie była wyższa niż 2 – 3%, ale w 2010 roku firma Heliatek (Niemcy) zaprezentowała ogniwo organiczne o sprawności 8,3% [9] i w tym samym roku amerykańska firma Konarka ogłosiła, że w swoim laboratorium skonstruowała tego typu ogniwo o sprawności 9,2% [9]. Na razie są to jeszcze tylko doniesienia z laboratoriów badawczych. Ocenia się, że ogniwa organiczne trafią do seryjnej produkcji za 2 – 3 lata. Istnieje nadzieja, że za kilka lat panele organiczne osiągną sprawności nawet rzędu 15%, co czynić je będzie konkurencyjnymi dla paneli cienkowarstwowych tym bardziej, że są one lekkimi, półprzezroczystymi i elastycznymi foliami, których kształty można dowolnie formować.

Zupełnie inną drogą podążają prowadzone od kilku lat prace badawczo-konstrukcyjne ponad 60 firm i instytutów naukowych w różnych krajach świata nad ogniwami wielowarstwowymi o bardzo wysokiej sprawności, które mają współpracować z koncentratorami promieni słonecznych. Ponieważ takie ogniwo jest bardzo drogie, zamiast rozwijać wielkie powierzchnie systemów fotowoltaicznych dużo taniej jest skoncentrować promienie słońca w ognisku, umieszczając w nim niewielką płytkę z ogniwem PV. Jako koncentratory służą paraboliczne zwierciadła lub soczewki Fresnela podobnie, jak to ma miejsce w elektrowniach słonecznych.

Prace te idą w dwóch kierunkach: przy zastosowaniu niewielkiego stopnia koncentracji (do 50 „słońc”) i przy bardzo silnej koncentracji promieniowania słonecznego (do 500 „słońc”). Jedno „słońce” oznacza natężenie promieniowania słonecznego 1000 W/m<sup>2</sup>, a więc jest zbliżone do średniego nasłonecznienia na terytorium Polski. Trzeba dodać, że wszystkie te urządzenia muszą posiadać ruchome stelaże jedno lub dwuosiowe, które umożliwiają podążanie za tarczą słoneczną, gdyż tylko wtedy koncen-

tratory mogą spełniać swoje zadanie. Obecnie ogniwa PV z koncentratorami mają sprawności rzędu 40 – 42%, a całe systemy ponad 30% [8], ale przewiduje się, że za kilka lat sprawność ich osiągnie 50%, co przy kosztach około 0,35 EUR/W sprawi, że staną się one bardzo konkurencyjne zarówno dla elektrowni konwencjonalnych, jak i słonecznych, szczególnie w strefie zwrotnikowej, w której dominuje bezpośrednie promieniowanie słońca. Mają one jeszcze i tę przewagę, że w przeciwieństwie do elektrowni nie potrzebują one wody do produkcji energii elektrycznej.

Największym problemem ogniw PV z koncentratorem jest nagrzewanie się ich powodując znaczne obniżenie sprawności. Dotyczy to zresztą wszystkich typów ogniw PV, chociaż w nierównym stopniu. Największe straty sprawności mają ogniwa krzemowe, a najmniejsze – ogniwa wielowarstwowe. Aby uniknąć tego niekorzystnego zjawiska, konieczne jest stosowanie chłodzenia ogniw PV. Stąd narodził się pomysł stosowania układów hybrydowych składających się z ogniwa PV i położonego pod nim kolektora słonecznego, powietrznego lub cieczowego. Dopiero od kilku lat prowadzone są takie badania, ale już teraz wiadomo, że tego rodzaju panel pracujący w temperaturze 45°C produkuje o 20% więcej energii elektrycznej niż panel PV bez kolektora [7]. A przecież trzeba jeszcze dodać zyski wypływające z wykorzystania energii cieplnej, jaką produkuje kolektor.

W sumie instalacja hybrydowa jest w stanie przechwycić do 80% energii słońca, a dzieje się tak przy niewielkim tylko wzroście kosztów inwestycyjnych, bowiem koszt kolektora słonecznego stanowi nie więcej niż 20% kosztu całego układu.

Dalsze prace muszą być prowadzone nad precyzyjnym układem sterowniczym, uwzględniającym nie tylko aktualną temperaturę panelu PV, ale także zmienność odbioru ciepłej wody.

W 2008 roku została zbudowana jedna z pierwszych, niewielka instalacja hybrydowa, w wiosce olimpijskiej w Pekinie. Miała ona moc 10 kW energii elektrycznej 20 kW mocy cieplnej. Inna instalacja, w Montrealu, miała już moc elektryczną 24,5 kW, a moc cieplną 75 kW. Te, i szereg innych udanych rozwiązań spowodowały wielkie zainteresowanie układami hybrydowymi, szczególnie w zastosowaniu do pokrywania fasad od strony południowej w wielopiętrowych budynkach, w których potrzebne są duże ilości ciepłej wody.

Należy podkreślić, że w nowoczesnej architekturze słoneczne fasady są stosowane coraz częściej. Poza tym systemy fotowoltaiczne instalowane są na przykład wzdłuż autostrad, w integracji z ekranami dźwiękochłonnymi, nad dużymi parkingami, halami produkcyjnymi, widowiskowymi i magazynowymi i supermarketami. Ciekawy projekt realizowany jest w Belgii w formie „słonecznego” tunelu na trasie kolejowej między Brukselą a Antwerpią (na odcinku 3,6 km), na dachu którego umieszczonych będzie 16000 paneli PV o powierzchni 50 000 m<sup>2</sup>. Ma on produkować rocznie 3,3 MWh czystej energii, dając prąd do napędzania 4000 lokomotyw [10].

Jednak szczególnie wartościowe są próby integracji systemów fotowoltaicznych posadowionych na gruncie z działalnością rolniczą. Dotychczas bowiem wielkie, często wielohektarowe instalacje fotowoltaiczne powodowały całkowite wyłączenie tego terenu z jakiegokolwiek innej działalności. Badania prowadzone w Niemczech [6] udowadniają, że możliwe jest prowadzenie normalnej działalności rolniczej pod i pomiędzy rzędami paneli PV, jeśli te panele wzniesione są ponad powierzchnię gruntu na wysokość co najmniej 3 metry, co powoduje tylko nieznaczny wzrost kosztów instalacji PV. Okazało się nawet, że trawa, pszenica i inne rośliny użytkowe rosną nawet lepiej pod osłoną paneli, niż poza nimi.

Jeszcze bardziej ciekawe są próby szwajcarskiej firmy Solar Wings [6], która zawiesza pakiety paneli PV (po 8 paneli w pakiecie) pomiędzy dwiema silnymi linami wiszącymi na różnych wysokościach, aby uzyskać odpowiedni kąt nachylenia paneli do słońca. Słupy wspierające konstrukcję są rozstawione co kilkadziesiąt metrów, a dolna lina jest zawieszona na wysokości 7 metrów. Wszystko to powoduje, że cały teren pod panelami może być wykorzystywany w dowolnych celach. To nowatorskie rozwiązanie znalazło już zastosowanie komercyjne w instalacji o mocy 600 kW wzbudzając wielkie zainteresowanie.

Warto przy tym dodać, że system fotowoltaiczny zintegrowany w terenie rolniczym jest korzystny dla rolnika nie tylko dlatego, że sprzedając energię elektryczną do sieci ma on dodatkowy, znaczny zysk z każdego hektara, ale także uzyskaną energię może wykorzystywać darmowo na potrzeby własne, na przykład do napędu pomp nawadniających uprawy. Ma to szczególnie duże znaczenie na obszarach, na których jest mało opadów w sezonie wegetacyjnym.

Jak widać z tego krótkiego i niepełnego przeglądu trendów technologicznych związanych z rozwojem fotowoltaiki jest to młoda dziedzina techniki o ogromnym potencjale, przed którą stoją wielkie zadania badawcze i można spodziewać się wielu wynalazków i ulepszeń, które w ciągu obecnej dekady powinny doprowadzić do uzyskania konkurencyjności w produkcji energii elektrycznej w stosunku do energii produkowanej z paliw kopalnych. Jak wynika z prognoz dokonanych przez EPIA [5], do roku 2020 można oczekiwać obniżki cen prądu z systemów fotowoltaicznych o około 35% w stosunku do roku 2010. Do tego czasu cena energii ze słońca, produkowanej przez systemy oparte na krzemie spadnie z obecnego poziomu około 0,3 EUR/kWh do 0,2 EUR/kWh na naszej szerokości geograficznej i do 0,1 EUR/kWh na południu Europy. W tym samym czasie znacznie wzrośnie cena energii elektrycznej z paliw kopalnych, a w szczególności z węgla. Analiza ta wskazuje, że systemy fotowoltaiczne osiągną konkurencyjność cenową już za kilka lat w krajach Europy Południowej, a w latach 2020 – 2025 w takich krajach jak Polska.

Jeżeli tak się stanie, to po roku 2020 można spodziewać się burzliwego rozwoju fotowoltaiki w Europie i na świecie, ale jej powszechność zastosowania będzie uzależniona od ostatniej bariery, jaką jest możliwość taniego i skutecznego magazynowania energii wytworzonej w systemach PV. Ten sam problem dotyczy także energetyki wiatrowej. Wydaje się, że dopiero opanowanie w pełni bezpiecznej i taniej metody produkcji wodoru i magazynowania go np. w związkach chemicznych (np. w postaci metanolu, amoniaku czy w innych związkach) umożliwi energii słonecznej tak duży rozwój, że będzie ona mogła stać się podstawowym źródłem energii dla wielu krajów świata, w tym także dla naszego kraju. Ufajmy, że za kilkadziesiąt lat ta nadzieja stanie się rzeczywistością.

---

#### Literatura

1. J. Bernreuter – Monocrystalline on the rise. *Sun & Wind Energy* 11/2011
2. J. Bernreuter – Silicon thin film – quo vadis? *Sun & Wind Energy* 11/2011
3. J. Bernreuter – Thin film modules: taking the bull by the horns. *Sun & Wind Energy* 7/2011
4. EPIA (European Photovoltaics Industry Association) – Global market outlook for photovoltaics until 2015. *Brussel, Report 2011*
5. EPIA – Solar generation 6. *Brussel Report October 2010*
6. K. Wagner – Feed-in and feedin. *Sun & Wind Energy*. 12/2011
7. C. Webb – Solar hybrids – the dawning of PV/T. *Renewable Energy World* 5/6/ 2011
8. W. Wilming – Concentrator PV ready for take-off? *Sun & Wind Energy* 6/ 2011
9. W. Wilming – Organic PV: A candidate for scaling effects. *Sun & Wind Energy* 9/ 2011
10. *Sun & Power Energy* 7/2011, str. 6 – Solar tunnel supplying railway infrastructure
11. *Sun & Wind Energy* 7/2011, str. 8 – Q-Cells develops multicrystalline 19,5% solar cell
12. *Sun & Wind Energy* 7/2011, str. 10 – Fraunhofer ISE minimizes efficiency losses.

#### Nota o autorze

Prof. dr hab. inż. **Maciej Nowicki**, specjalista w zakresie ochrony środowiska, energetyki oraz zrównoważonego rozwoju. W latach 1991 oraz 2007-2010 Minister Środowiska, w latach 1992 – 2007 prezes Fundacji EkoFundusz. W 1996 nagrodzony prestiżową nagrodą Deutsche Umweltpreis. W latach 2007 – 2008 Przewodniczący Konwencji ONZ ds. ochrony klimatu. Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej NFOŚiGW. Autor ponad 200 artykułów i 6 książek na temat ochrony środowiska.

# Hybrydowe układy wytwórcze i mikrosieci sposobem na rozwój generacji rozproszonej

# 2

Józef Paska

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono syntetyczny przegląd problematyki hybrydowych układów wytwórczych oraz mikrosieci jako sposobu na integrację różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i rozwój generacji rozproszonej. Przedstawiono definicję układu hybrydowego, rodzaje układów, wykorzystanie w nich zasobników energii oraz przykłady realizacji, ze szczególnym uwzględnieniem prac wykonanych w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej Politechniki Warszawskiej. Zasygnalizowano także możliwości jakie dla rozwoju generacji rozproszonej i zaspokojenia potrzeb energetycznych lokalnych społeczności stwarzają mikrosieci.

## 1. Wprowadzenie

Rozproszone źródła energii, wytwarzanie rozproszone, generacja rozproszona, energetyka rozproszona – to synonimy określające dynamicznie rozwijającą się (od początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku) dziedzinę elektroenergetyki, dobrze wpisującą się w ideę rozwoju zrównoważonego.

Generacja rozproszona rozumiana jako wytwarzanie energii elektrycznej i/lub ciepła w obiektach małej skali, zlokalizowanych w sieciach rozdzielczych lub u odbiorców, często z wykorzystaniem zasobów odnawialnych i w skojarzeniu; nie jest bynajmniej nowym zjawiskiem w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego. Pierwsze elektrownie z końca XIX wieku były w istocie źródłami niezależnymi i zasilaly wydzielone sieci lokalnych odbiorców. Po blisko stuletnim, niepodzielnym panowaniu energetyki scentralizowanej coraz większych mocy, pojawiły się tendencje „powrotu do korzeni”, wyrażające się ponownym zainteresowaniem małymi źródłami energii, tj. źródłami rozproszonymi [3-5].

W rozproszonych źródłach energii są (lub mogą być) stosowane [4-5]: spalinowe silniki tłokowe, turbiny i mikro-turbiny gazowe, silniki Stirlinga; ogniwa paliwowe; układy skojarzone wykorzystujące turbiny gazowe, silniki tłokowe, silniki Stirlinga i ogniwa paliwowe; małe elektrownie wodne (MEW); elektrownie wiatrowe; elektrownie geotermiczne; systemy fotowoltaiczne (PV); układy heliologiczne (z centralnym odbiornikiem i zdecentralizowane); technologie wykorzystujące biomasę i odpady; technologie wykorzystujące: pływy, prądy i falowanie mórz oraz ciepło oceaniczne; zasobniki energii.

Rozwój generacji rozproszonej, ze wszech miar pożądanym, napotyka jednak na pewne problemy i bariery. Zdaniem autora rozwiązaniem części z nich jest stosowanie hybrydowych układów wytwórczych oraz mikrosieci, w tym mikrosieci prądu stałego.

## 2. Definicja hybrydowego układu wytwórczego

Wykorzystanie odnawialnych zasobów energii oznacza głównie przetwarzanie energii Słońca, wiatru i przepływającej wody na energię elektryczną [4-5]. Podstawową wadą takich źródeł jest silna zależność ilości wytwarzanej energii od aktualnych wartości nasłonecznienia i prędkości wiatru, w wyniku czego prognozowanie produkcji energii jest bardzo kłopotliwe. Chcąc zwiększyć możliwości wykorzystania tych źródeł zaczęto stosować hybrydowe układy (systemy) wytwórcze (HSW), będące kombinacją kilku technologii uzyskiwania energii elektrycznej, np.: panelu fotowoltaicznego i generatora z silnikiem spalinowym. Są to zatem [2, 4-5, 8-9] małe zespoły współpracujących jednostek wytwórczych energii

elektrycznej i ciepła, o zróżnicowanych nośnikach energii pierwotnej (odnawialne i nieodnawialne) i/lub zawierające układ(y) do magazynowania energii, przy czym sterowanie i koordynacja ich współpracy odbywa się przy wykorzystaniu zaawansowanych układów energoelektronicznych.

Pojęcie układu hybrydowego występuje także w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii [11]: „**układ hybrydowy** – jednostka wytwórcza wytwarzająca energię elektryczną albo energię elektryczną i ciepło, w której w procesie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wykorzystywane są nośniki energii wytwarzane oddzielnie w odnawialnych źródłach energii i w źródłach energii innych niż odnawialne, pracujące na wspólny kolektor oraz zużywane wspólnie w tej jednostce wytwórczej do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła”.

Definicja ta jest niespójna z określeniem odnawialnego źródła energii z ustawy Prawo energetyczne [10]: „**odnawialne źródło energii** – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych”.

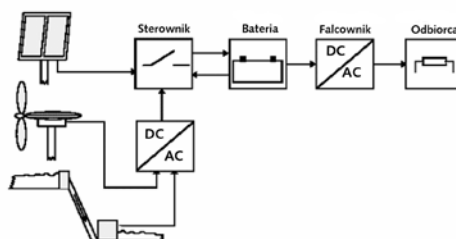
### 3. Rodzaje hybrydowych układów wytwórczych

W układach hybrydowych są stosowane głównie spalinowe zespoły prądotwórcze (np. z silnikami Diesla), małe elektrownie wiatrowe oraz baterie słoneczne; mogą one pracować w kombinacjach podwójnych (po dwa) lub być wykorzystywane wszystkie. Ogólnie można stwierdzić, że w układach hybrydowych są lub będą również stosowane elektrownie z biomasą jako paliwem, w szczególności małe jednostki modułowe (do 5 MW), małe elektrownie wodne oraz ogniwa paliwowe, łącznie z bateriami słonecznymi i turbospołami wiatrowymi.

Hybrydowy układ wytwórczy z dwoma rodzajami zastosowanych technologii jest nazywany „podwójnym” (ang. *bivalent*), a system z wieloma źródłami – „wielorakim” (ang. *multivalent*).

Zasadę działania typowego układu hybrydowego, wykorzystującego wyłącznie zasoby odnawialne, pokazano na rys. 1. Nośnikiem energii elektrycznej, wytwarzanej z energii wody lub wiatru, jest prąd przemienny (AC), który może być przekształcony na prąd stały w celu ładowania akumulatorów. Akumulatory są chronione przed rozładowaniem oraz przeładowaniem przez system kontrolujący. Do zmiany niskiego napięcia stałego na napięcie przemienne 110 V lub 220 V, w zależności od standardu używanego w danym rejonie, są stosowane przekształtniki.

**Rys. 1.** Schemat blokowy typowego układu hybrydowego z wyłącznym wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii



Układy te są zwykle stosowane w rejonach odległych lub w przypadkach, gdy napotyka się trudności w transporcie paliwa do konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Systemy te należą do najdroższych ze względu na konieczność przewymiarowania odnawialnych źródeł energii oraz zastosowania układów magazynowania energii.

W porównaniu z instalacjami z wyłącznym wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, instalacje z generatorami energii elektrycznej, zasilanymi paliwami kopalnymi, mają szereg ważnych właściwości:

- pojemność baterii akumulatorów może być zredukowana,
- zdolność do pracy może osiągnąć 100% przy znacznie mniejszych zdolnościach wytwórczych elementów składowych,
- zwiększenie kosztów bieżącego utrzymania instalacji oraz paliwa,
- zwiększenie hałasu oraz innych zanieczyszczeń środowiska,
- zredukowanie kosztów remontów kapitałnych.

Projektanci i producenci rozpatrują rozmaite możliwości połączenia różnych technologii w celu zwiększenia sprawności oraz uzyskiwania lepszych parametrów hybrydowych układów wytwórczych. Przykładowe układy hybrydowe zawierają:

- ogniwa paliwowe SOFC połączone z turbiną gazową lub mikroturbiną,
- silniki Stirlinga połączone ze słonecznym koncentratorem parabolicznym,
- turbiny wiatrowe z baterią akumulatorów oraz generatorami z silnikami Diesla,
- silniki (i inne układy napędowe) połączone z układami magazynującymi energię w masach wirujących.

Hybrydowe układy wytwórcze zawierają dwa lub więcej źródeł po to, by następowało wzajemne kompensowanie zalet i wad tych źródeł.

Hybrydowe układy wytwórcze stwarzają także możliwości produkcji ciepła, zarówno w sposób rozdzielony, jak i w skojarzeniu (CHP). Możliwości takie istnieją w przypadku zastosowania w HSW: silników tłokowych (spalinowych lub parowych), silników Stirlinga, małych turbin gazowych i mikroturbin, ogniw paliwowych (średnio- i wysokotemperaturowych), elektrowni słonecznych heliotermicznych, wykorzystania biomasy i biogazu oraz ciepła geotermalnego.

## 4. Zasobniki energii w układach hybrydowych

Rozwiązaniem problemu niestabilności pracy źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii słońca i wiatru jest współpraca elektrowni słonecznych i wiatrowych z układami, które usprawniają ich pracę. Takimi układami są zasobniki energii, które są w stanie zmagazynować nadwyżki generowanej przez elektrownię energii, bądź zasilać odbiorniki wcześniej zmagazynowaną energią w chwili, gdy elektrownia nie jest w stanie pokryć całego zapotrzebowania odbiornika. Tylko w ten sposób można osiągnąć pełną dyspozycyjność elektrowni słonecznych i wiatrowych. Zasobniki energii mogą być również pomocne w przeciwdziałaniu chwilowym skokom lub zapadom napięcia w węzłach SEE oraz jako rezerwa mocy w SEE. Powszechnie znanym urządzeniem umożliwiającym magazynowanie energii elektrycznej jest akumulator. Akumulatory połączone w grupy szeregowo-równoległe, w celu uzyskania odpowiednich parametrów napięciowo-prądowych, tworzą wraz z przetwornicami energoelektronicznymi bateryjne zasobniki energii o mocy przekraczającej dziesiątki megawatów (BES – *Battery Energy Storage*) [1, 12]. W energetyce zawodowej od dawna wykorzystuje się zasobniki energii, jakimi są systemowe elektrownie wodne pompowe. Nowe rozwiązania, nierzadko oparte na znanych zjawiskach fizycznych, bardzo szybko ewoluują, stając się technologicznie dojrzałe i są powoli wprowadzane do energetyki zawodowej [1, 4-5, 12]. Należą do nich:

- kinetyczne zasobniki energii (FES – *Flywheel Energy Storage*),
- ogniwa paliwowe i paliwo-wodorowe,
- elektrownie szczytowo-pompowe,
- pneumatyczne zasobniki energii (CAES – *Compressed Air Energy Storage*),
- superkondensatory (*Supercapacitors*),



- nadprzewodzące zasobniki energii (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*),
- bateryjne zasobniki energii.

Wszystkie obecnie stosowane technologie umożliwiające magazynowanie energii elektrycznej można podzielić na technologie magazynowania pośredniego (z udziałem konwersji energii elektrycznej na inny rodzaj energii, np.: kinetyczną, chemiczną) i bezpośredniego (w polu elektrycznym lub magnetycznym).

Zbiorcze zestawienie i klasyfikację możliwości magazynowania energii elektrycznej przedstawiono w tabelicy 1.

**Tabela 1.** Możliwości magazynowania energii elektrycznej

Zasobniki mechaniczne	Zasobniki elektrochemiczne	Zasobniki elektryczne
<ul style="list-style-type: none"> <li>* elektrownie wodne pompowe</li> <li>* zbiorniki sprężonego powietrza</li> <li>* koła zamachowe (masy wirujące)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* baterie akumulatorów z magazynowaniem wewnętrznym (np. ołowiowe, niklowo-kadmowe, litowo-jonowe)</li> <li>* z magazynowaniem zewnętrznym:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– magazynowanie gazu (elektrolizer, ogniwo paliwowe)</li> <li>– magazynowanie w ciekłych elektrodach (np. wanadowych)</li> <li>– ogniwa galwaniczne z regeneracją zewnętrzną (np. cynk-powietrze)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* magnesy nadprzewodzące</li> <li>* superkondensatory</li> </ul>

W tabelicy 2 przedstawiono najistotniejsze zalety i wady technologii umożliwiających magazynowanie energii elektrycznej.

**Tabela 2.** Zalety i wady technologii umożliwiających magazynowanie energii elektrycznej [1, 12]

Technologie	Zalety	Wady	Potencjalne usprawnienia
Akumulatory ołowiowe (kwasowo-ołowiowe)	dojrzała technologia, ogólnie dostępna; stosunkowo długi okres eksploatacji	wymaga obsługi i nadzoru technicznego, mała gęstość mocy i energii, kosztowny recykling, wpływ temperatury na pojemność baterii, wysokie napięcie głębokiego rozładowania	obniżenie napięcia głębokiego rozładowania, zwiększenie odporności na gradienty temperatury, procedury bezpiecznej eksploatacji w niektórych obiektach
Akumulatory sodowo-siarkowe (Na-S)	dojrzała technologia; duża gęstość mocy i energii, wysoka sprawność	droga technologia, wysoka temperatura pracy	obniżenie kosztów
Akumulatory wanadowe (VRB)	duża gęstość mocy i energii, przeznaczenie do dużych aplikacji	technologia na etapie rozwoju, droga, trudna standaryzacja	obniżenie kosztów, usprawnienie procesów standaryzacji
Akumulatory cynkowo-bromowe (Zn-Br)	duża gęstość mocy i energii, przeznaczenie do dużych aplikacji	technologia na etapie rozwoju, duże koszty utrzymania w ruchu, łatwo korodujące i toksyczne materiały	obniżenie kosztów, usprawnienie procesów kontroli (nadzór), poprawa procedur bezpiecznej eksploatacji

Technologie	Zalety	Wady	Potencjalne usprawnienia
Akumulatory litowo-jonowe (Li-ion)	duża gęstość mocy i energii, wysoka sprawność	technologia na etapie rozwoju, droga, „trudna” w eksploatacji	obniżenie kosztów, usprawnienie procesów kontroli (nadzór), zwiększenie odporności na gradienty temperatury
Akumulatory niklowo-kadmowe (Ni-Cd)	dojrzała technologia, duża odporność mechaniczna, duża gęstość energii, długi okres eksploatacji	droga technologia, toksyczne materiały	obniżenie kosztów, usprawnienie procesów recyklingu
Akumulatory niklowo-metalowo-wodorkowe (Ni-M-H)	dojrzała technologia, duża odporność mechaniczna, duża gęstość energii, długi okres eksploatacji, mniejsza liczba związków toksycznych w porównaniu z bateriami Ni-Cd	droga technologia	obniżenie kosztów, usprawnienie procesów recyklingu
Nadprzewodzące zasobniki energii	duża gęstość mocy	mała gęstość energii, znaczne potrzeby własne, droga technologia	obniżenie kosztów, wzrost gęstości energii, zwiększenie szybkości procesu ładowania
Superkondensatory	duża gęstość mocy, długi okres eksploatacji, szybkie procesy ładowania	mała gęstość energii, wymaga zaawansowanej energoelektroniki, droga technologia	obniżenie kosztów, wzrost gęstości energii
Pneumatyczne zasobniki energii	dojrzała technologia, duża gęstość energii i mocy	ograniczenia geograficzne i geologiczne lokalizacji, dostępność paliw, wysokie koszty inwestycyjne, długi okres budowy, dedykowana raczej dla dużych mocy	zastosowanie procesów adiabatycznych, dzięki czemu możliwe będzie całkowite wyeliminowanie zużycia paliwa
Ogniwa paliwowe	stosunkowo duża sprawność, możliwość generacji w skojarzeniu (ogniwa wysokotemperaturowe)	droga technologia (drogie katalizatory), trudne w produkcji paliwo (wodór), materiały wrażliwe na zanieczyszczenie związkami siarki, nieprzebieżalność prądowa	obniżenie kosztów
Elektrownie wodne pompowe	dojrzała technologia, duża gęstość energii i mocy	ograniczenia geograficzne i geologiczne lokalizacji, wysokie koszty inwestycyjne, długi okres budowy, przeznaczona raczej dla dużych mocy	poprawa sprawności hydrozespołów wodnych

Technologie	Zalety	Wady	Potencjalne usprawnienia
Kinetyczne zasobniki energii	duża gęstość mocy, długi okres eksploatacji, szybkie procesy ładowania	mała gęstość energii, znaczne straty własne przy pracy w gorącej rezerwie	obniżenie kosztów, zwiększenie gęstości energii

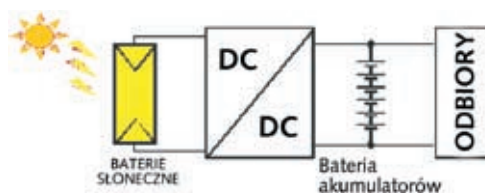
## 5. Przykłady rozwiązań układów hybrydowych

W tym rozdziale przedstawiono problemy dotyczące głównie układów hybrydowych z wykorzystaniem energii promieniowania słonecznego (konwersja fotowoltaiczna) i energii wiatru, opierając się na pracach zrealizowanych w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej.

### Elektrownia słoneczna z baterią akumulatorów

Jedną z pierwszych idei było połączenie baterii słonecznej z baterią akumulatorów. Na rys. 2 przedstawiono schemat blokowy takiej elektrowni, zasilającej wydzielony odbiornik stałoprądowy. Bateria akumulatorów – zasobnik energii umożliwia zasilanie odbiornika w okresach niedostatecznej wydajności energetycznej baterii słonecznej (niskie nasłonecznienie, godziny nocne).

**Rys. 2.** Schemat blokowy elektrowni słonecznej z baterią akumulatorów

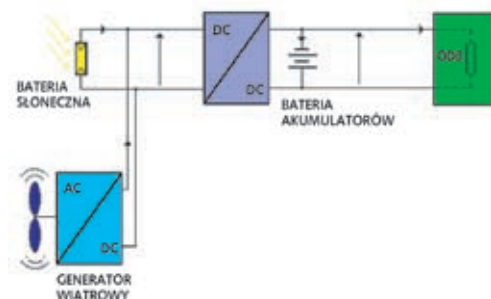


Zaletą tego rozwiązania jest prostota budowy i proste sterowanie. Wadą układu jest to, że bateria słoneczna, nawet wraz z baterią akumulatorów, nie jest w stanie zasilić odbiornika w ciągu całej doby, gdyż ilość energii produkowanej w tym układzie jest silnie zależna od warunków nasłonecznienia i pory roku. Układ jest w stanie magazynować i oddawać energię elektryczną tylko w krótkich okresach. Nadaje się do zasilania takich odbiorników, gdzie ciągłość zasilania nie jest sprawą priorytetową.

### Elektrownia słoneczna z turbospołem wiatrowym

Inną ideą było połączenie dwóch źródeł odnawialnych: baterii ogniw słonecznych z turbospołem wiatrowym. Na rys. 3 przedstawiono schemat blokowy elektrowni słoneczno-wiatrowej, z baterią akumulatorów, zasilającej odbiornik wydzielony stałoprądowy [6-7].

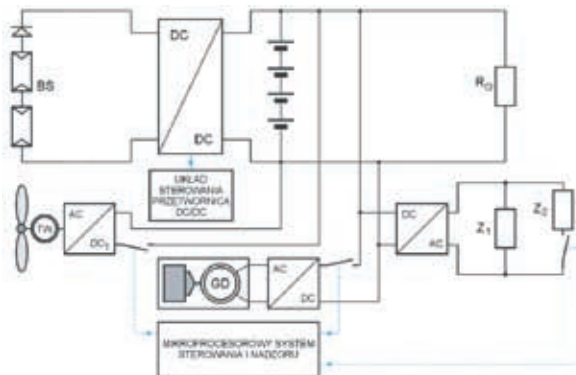
**Rys. 3.** Schemat blokowy elektrowni słoneczno-wiatrowej



## Elektrownia słoneczno-wiatrowa z generatorem napędzanym silnikiem Diesla

Kolejną możliwością jest połączenie trzech źródeł: baterii słonecznej, turbozespołu wiatrowego i generatora prądu przemiennego napędzanego silnikiem Diesla. Na rys. 4 przedstawiono schemat blokowy takiej elektrowni. Przy niesprzyjających warunkach atmosferycznych (bateria słoneczna BS i turbozespół wiatrowy TW nie pracują) odbiornik jest zasilany z agregatu prądotwórczego, w skład którego wchodzi: silnik Diesla i sprzęgnięty z nim generator prądu przemiennego (GD).

**Rys. 4.** Schemat blokowy hybrydowej elektrowni słoneczno-wiatrowej z generatorem prądu przemiennego napędzanym silnikiem Diesla



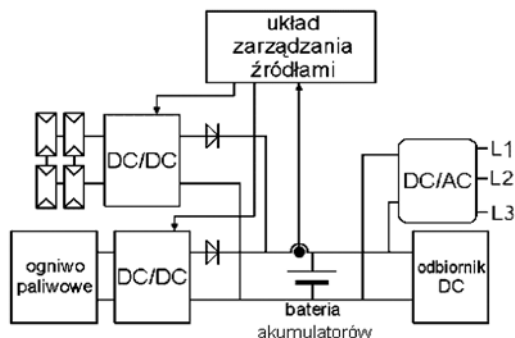
Istotą tego rozwiązania jest maksymalne wykorzystanie źródła słonecznego; turbozespół wiatrowy ze względu na zużywanie się części mechanicznych jest włączany w celu szybkiego doładowania baterii akumulatorów przy braku dostatecznego oświetlenia słonecznego, a generator napędzany silnikiem Diesla jest włączany tylko w przypadku głębokiego rozładowania baterii i wyłączany po pełnym naładowaniu baterii akumulatorów. Wadą układu są duże koszty całej instalacji. Pracę całego systemu kontroluje mikroprocesorowy system sterowania i nadzoru.

## Elektrownia słoneczna z ogniwem paliwowym

Inne rozwiązanie polega na przebudowie hybrydowej elektrowni słoneczno-wiatrowej: zastąpieniu turbozespołu wiatrowego nowym źródłem energii – ogniwem paliwowym i dodaniu układu zarządzania źródłami (rys. 5) [6-10]. Elektrownia została zoptymalizowana pod kątem zapewnienia ciągłego zasilania odbiornika, maksymalizacji wykorzystania energii promieniowania słonecznego oraz minimalizacji zużycia paliwa – wodoru – przez ogniwo paliwowe.

Elektrownia składa się z następujących elementów: paneli fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego, baterii akumulatorów, systemu automatycznego nadzoru i układu zarządzania źródłami. System automatycznego nadzoru ma za zadanie zbierać informacje o obiekcie i przekazywać je zdalnie do użytkownika.

**Rys. 5.** Struktura elektrowni słonecznej z ogniwem paliwowym



Zastosowanie ogniwa paliwowego pozwala na niezależnienie zasilania od warunków zewnętrznych, które mają charakter losowy i na które użytkownik nie ma wpływu. Opisana elektrownia słoneczna z ogniwem paliwowym daje gwarancję stałego zasilania odbiornika. Sterowanie źródłami umożliwia optymalne wykorzystanie energii promieniowania słonecznego.

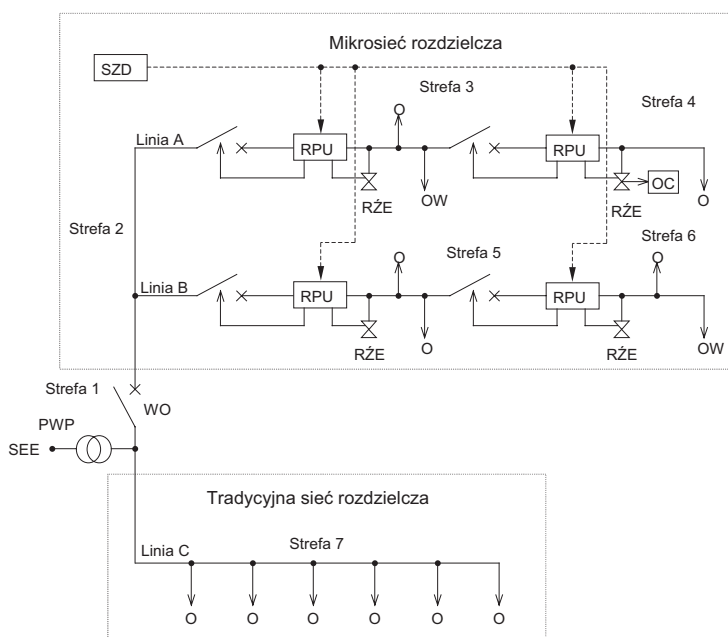
## 6. Mikro sieci

Mikrosieć tworzą jednostki wytwórcze – mikroźródła (zwykle wyposażone w układy energoelektroniczne) oraz odbiory, które mogą pracować jako jedna całość dostarczając energię elektryczną i ciepło. Sterowanie mikro siecią obejmuje regulację napięcia, sterowanie przepływami mocy, rozdziałem (ew. ograniczaniem) obciążenia podczas wydzielania „wyspy”, zabezpieczenia oraz stabilność. Układy sterowania pozwalają na współpracę mikro sieci z siecią energetyki zawodowej lub na „pracę wyspową”, z łagodnym przejściem z jednego trybu pracy do drugiego.

Mikrosieć stanowi, z punktu widzenia reszty systemu elektroenergetycznego, zamkniętą, sterowaną całość (jednostkę), która zaspokaja lokalne potrzeby. Jest to zatem sztuczna (wirtualna) elektrownia (ang. *virtual power plant*). Wykorzystanie mikro sieci jest próbą odpowiedzi na problemy integracji źródeł rozproszonych z systemem elektroenergetycznym i należy do szerszej klasy rozwiązań określanych mianem „inteligentnych” (ang. *smart*), takich jak: systemy (sieci) „inteligentne” (ang. *smart grids*), „inteligentne” układy pomiarowe (ang. *smart metering*), „inteligentne” przedsiębiorstwo energetyczne (ang. *smart utility*).

Mikro sieci mogą być prądu przemiennego (rys. 6) lub prądu stałego (rys. 7).

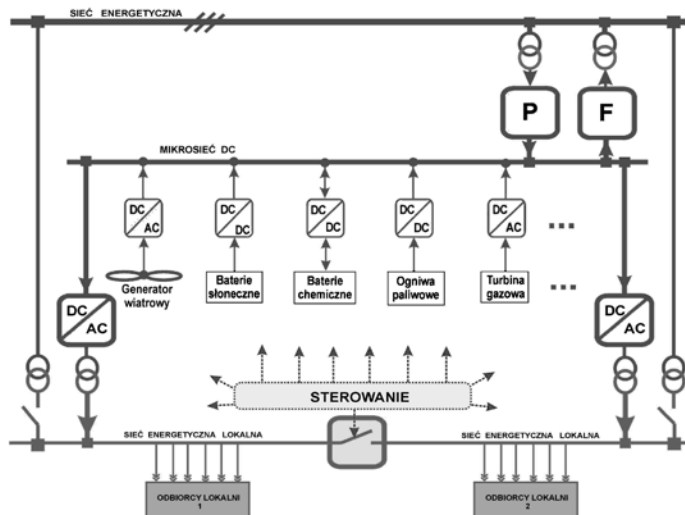
**Rys. 6.** Struktura mikro sieci rozdzielczej oraz sposób jej przyłączenia do systemu elektroenergetycznego;  
 O – odbiór energii elektrycznej,  
 OC – odbiór ciepła,  
 OW – szczególnie wrażliwy odbiór energii elektrycznej,  
 PWP – punkt wspólnego przyłączenia,  
 RPU – regulator mocy czynnej i napięcia,  
 RZE – mikroźródło rozproszone,  
 SZD – system zarządzająco-dyspozytorski mikro sieci,  
 WO – wyłącznik oddzielający



Z systemem prądu przemiennego są związane następujące problemy:

- synchronizacja źródeł,
- gospodarka mocą czynną i bierną – utrzymanie napięcia i częstotliwości,
- sterowanie przepływem energii.

**Rys. 7.** Koncepcja integracji źródeł rozproszonych przy wykorzystaniu mikro sieci prądu stałego



Zastosowanie prądu stałego likwiduje te problemy oraz dodatkowo pozwala na usunięcie jednego stopnia przetwarzania energii.

## 7. Podsumowanie

Obserwując szybki rozwój generacji rozproszonej można sądzić, że systemy energetyczne będą ewoluowały do postaci, w której drogi przesyłu energii elektrycznej (i/lub ciepła) będą możliwie najkrótsze. Będą eliminowane zbędne przemiany energetyczne oraz zagospodarowywane wszelkie dostępne formy i nośniki energii (np. zasoby odnawialne i rozproszone, energia odpadowa itp.). Sposobem na efektywne wykorzystanie odnawialnych i rozproszonych zasobów energii pierwotnej są hybrydowe układy (systemy) wytwórcze, w których ma miejsce integracja i swego rodzaju synergia różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz mikro sieci, które umożliwiają zaspokojenie potrzeb energetycznych, w zakresie energii elektrycznej, lokalnych społeczności.

Budowa hybrydowych układów wytwórczych o średniej i małej mocy, wykorzystujących odnawialne i rozproszone zasoby energii pierwotnej, które będą zlokalizowane blisko odbiorców, pozwoli uniknąć części kosztów przesyłu i dystrybucji. Tego typu układy mają niebagatelne znaczenie dla ochrony środowiska, gdyż wiele z tych źródeł nie emituje zanieczyszczeń.

Hybrydowe układy wytwórcze stwarzają także możliwości produkcji ciepła, zarówno w układach wytwarzania rozdzielonego, jak też skojarzonego. Możliwości takie istnieją w przypadku zastosowania w HSW takich technologii jak: silniki tłokowe (spalinowe lub parowe), silniki Stirlinga, małe turbiny gazowe i mikroturbiny, ogniwa paliwowe (średnio- i wysokotemperaturowe), elektrownie słoneczne heliologiczne, wykorzystanie biomasy i biogazu, wykorzystanie ciepła geotermalnego.

### Literatura

- [1] Hadjipaschalis I., Poullikkas A., Efthimiou V.: Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. September 2008.
- [2] Paska J.: Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w systemach hybrydowych. *Rynek Energii*. Nr 5, 2007.
- [3] Paska J.: Reliability Issues in Electric Power Systems with Distributed Generation. *Rynek Energii*. Nr 5, 2008.

- [4] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
- [5] Paska J.: Technologie rozproszonych źródeł energii. Podręcznik INPE dla elektryków – zeszyty monotematyczne. Z. 38, grudzień 2011.
- [6] Paska J., Biczal P.: Hybrid Photovoltaic – Fuel Cell Power Plant. IEEE St. Petersburg PowerTech'2005. St. Petersburg, Russia, June 27–30, 2005.
- [7] Paska J., Biczal P.: Experience with Hybrid Power Generating Systems. 8<sup>th</sup> International Conference „Electrical Power Quality and Utilization – EPQU'05”. Cracow – Poland, September 21-23, 2005.
- [8] Paska J., Klos M.: Hybrydowe systemy wytwórcze energii elektrycznej. XII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce – APE'05”. Gdańsk-Jurata, 8-10 czerwca 2005.
- [9] Paska J., Biczal P., Klos M.: Hybrid power systems – An effective way of utilising primary energy sources. Renewable Energy. Vol. 34, No 11, Nov. 2009.
- [10] Prawo energetyczne. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 z późniejszymi zmianami (stan prawny na dzień 1.01.2012).
- [11] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Dz. U. Nr 156, poz. 969.
- [12] Walawalkar R., Apt J.: Market Analysis of Emerging Electric Energy Storage Systems – Final Report. DOE/NETL-2008/1330, July 31, 2008.

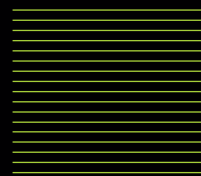
Nota o autorze

**Józef Paska**, prof. dr hab. inż., kierownik Zakładu; ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej. Jego zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 250 artykułów i referatów oraz 10 monografii i podręczników akademickich. Jest członkiem rad programowych czasopism „Elektroinstalator”, „Rynek Energii” i „Energetyka”. W kadencji 2003-2006 był członkiem Komitetu Problemów Energetyki przy Prezydium PAN, w kadencji 2007-2010 członkiem Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN, a w kadencji 2011-2014 jest członkiem Prezydium Komitetu Problemów Energetyki przy Wydziale Nauk Technicznych PAN. Należy do Polskiego Towarzystwa Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej, Polskiego Towarzystwa Nukleonowego, World Scientific and Engineering Academy and Society oraz do International Council on Large Electric Systems (CIGRE).



IV

Generacja rozproszona –  
**ochrona środowiska,  
efektywność energetyczna**





# Oddziaływanie energetyki rozproszonej na środowisko jako istotny element procesu inwestycyjnego

Joanna Maćkowiak Pandera

**Streszczenie.** W artykule opisano istotne elementy oddziaływań energetyki rozproszonej na środowisko, jak również trendy i zjawiska związane z jej rozwojem. Określono działania istotne z punktu widzenia systemu ocen oddziaływania na środowisko, które mogą usprawnić realizację tego typu przedsięwzięć przy jednoczesnej skutecznej ochronie środowiska oraz trosce o ład przestrzenny.

## Wprowadzenie

Podjęte w Europie działania od czasu uchwalenia Protokołu z Kioto w 1997 r., wdrożenia systemu handlu emisjami, a teraz pakietu energetyczno – klimatycznego mają na celu transformację energetyczną. Celem tej transformacji jest dostarczenie czystej i bezpiecznej energii oraz stymulowanie wzrostu gospodarczego. Jak twierdzi Laughlin (Laughlin 2012<sup>1</sup>) kraje, które uwzględnią w swoich planach rozwojowych fakt powolnego wyczerpywania się paliw kopalnych jak i tanich zasobów środowiska zyskają ogromną przewagę konkurencyjną nad innymi. Tak fundamentalna zmiana w sektorze energii wymaga bowiem nakładów finansowych, czasu, odpowiednich mechanizmów i regulacji, które zabezpieczą rynek energii przed nagłym wzrostem cen. Energetyka rozproszona ma szansę stać się istotną częścią tej rewolucji. Jednak aby tak się stało konieczne jest uwzględnienie specyfiki inwestycji m.in. w prawie – zaproponowanie takich rozwiązań w procedurach oceny oddziaływania na środowisko, które umożliwią sprawną realizację tych przedsięwzięć przy jednoczesnej ochronie środowiska.

Sektor energetyczny w Polsce cechuje wysoka koncentracja wytwarzania źródeł energii, uzależnienie od surowców kopalnych oraz wysokie zużycie infrastruktury wytwórczej i przesyłowej. W kolejnych latach konieczne będzie podjęcie zdecydowanych kroków mających na celu modernizację tego sektora, aby zapewnić ciągłość dostaw energii oraz sprostać rosnącym wymogom środowiskowym (w tym pakietowi energetyczno-klimatycznemu).

## Uwarunkowania rozwoju energetyki

Podstawowymi założeniami rozwoju sektora energetycznego jest zapewnienie energii każdemu odbiorcy po umiarkowanej cenie oraz przy jak najmniejszym oddziaływaniu na środowisko – zarówno na etapie produkcji jak i przesyłu energii. Przy planowaniu inwestycji energetycznych, trzeba uwzględnić tzw. megatrendy, czyli zjawiska, które w najbliższych latach w sposób szczególny będą determinować rozwój społeczno-gospodarczy (m.in. EEA, 2011<sup>2</sup>).

Do najważniejszych megatrendów przyszłości sektora energetycznego można zaliczyć:

- **DEMOGRAFIĘ**

Rosnącą liczbę ludzi – dziennie przybywa 200 tys. ludzi na świecie. W ciągu 20 lat liczba ludności wzrośnie z 7 mld w 2011 r. do 9 mld w 2030 r.

<sup>1</sup> Laughlin R. 2012, *Der Letzte macht das Licht aus: Die Zukunft der Energie*, Piper

<sup>2</sup> EEA, 2011. *The European environment – state and outlook 2010: assessment of global megatrends*. European Environment Agency, Copenhagen.

- **OSZCZĘDZANIE ZASOBÓW**

Rosnącą konsumpcję wszystkich zasobów naturalnych *per capita* – wg danych IEA 2011 konsumpcja zasobów do 2050 wzrośnie o 70%. Jednocześnie rosnąca świadomość ograniczonej ilości paliw na świecie.

Zmiany klimatu i degradację środowiska por. ryc. 1., które będą skutkowały wprowadzeniem przez Unię Europejską coraz bardziej restrykcyjnych regulacji dot. ochrony środowiska.

- **INNOWACYJNOŚĆ**

Wzrost innowacyjności – czyli poszukiwanie nowych źródeł: wytwarzania, oszczędzania energii, sekwestracji CO<sub>2</sub> oraz innych gazów cieplarnianych.

- **GOSPODARKA**

Rozwój tzw. zielonej gospodarki, której celem jest zachowanie konkurencyjności Europy w warunkach wyżej wymienionych zjawisk demograficzno-środowiskowych.

Wymienione wyżej mega trendy określają zbadane i występujące już teraz zjawiska, które w przyszłości zapewne będą się nasilać. Polski sektor energetyczny podejmując zobowiązania inwestycyjne powinien uwzględnić w swych planach wymienione wyżej czynniki, aby w perspektywie długofalowej zachować konkurencyjność. W tym celu istotna jest dywersyfikacja źródeł energii, inwestycje w redukcję emisji, dalsze minimalizowanie oddziaływania na środowisko, wdrażanie programów oszczędzania energii, zwiększanie udziału energii ze źródeł odnawialnych. Wg danych zawartych w Długookresowej Strategii Rozwoju Kraju (DSRK projekt 2012) w najbliższych latach w energetykę powinno zostać zainwestowanych ok. 400 mld zł, aby zachować funkcjonalność tego sektora. Przy odpowiednim zaprogramowaniu tych środków powstaje narzędzie do fundamentalnej przebudowy sektora.

Jednym z działań w energetyce zgodnym z powyższymi kryteriami jest energetyka rozproszona, która w przyszłości może odegrać istotną rolę w zaspokojeniu potrzeb energetycznych Polski. Decyduje o tym kilka argumentów przytoczonych między innymi przez Karger, Henningsa (2009)<sup>3</sup>, którzy podają, że energetyka rozproszona staje się na świecie coraz bardziej popularna z kilku powodów:

- Deregulacja rynku energii tworzy nowe nisze dla mniejszych podmiotów do wejścia na rynek,
- Problemy z sieciami przesyłowymi – głównie uzyskaniem wymaganych pozwoleń i kosztami przesyłu dla większych instalacji,
- Potrzeba zapewnienia nieprzerwanych dostaw energii,
- Spełnienie wymogów ochrony środowiska.

Oddziaływanie energetyki rozproszonej na środowisko to zagadnienie złożone, ponieważ mamy do czynienia z różnymi typami urządzeń i różnym źródłem energii – od odnawialnych źródeł, po gaz naturalny, odzysk energii w procesach spalania lub przetwarzania (np. odpadów).

---

## Oddziaływanie energetyki rozproszonej na środowisko

Według Ackermana (et al. 2001<sup>4</sup>) energetyka rozproszona to źródło energii podłączone bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej lub odbiorcy. Do mikroenergetyki można zaliczyć urządzenia o mocy do 5 kW, tzw. mała energetyka to urządzenia od 5 kW do 5 MW (energetyka średnia – od 5 do 50 MW, duża 50 do 300 MW). W niniejszym artykule przyjęto założenie, że energetyka rozproszona obejmuje mikro i małą energetykę.

<sup>3</sup> Karger C, Hennings W, 2009, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 583–593

<sup>4</sup> Ackermann T, Andersson G, 2001, *Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research* 57 (2001) 195–204

Do najbardziej powszechnych źródeł w energetyce rozproszonej w Polsce można zaliczyć:

- Małe wiatraki
- Kolektory słoneczne i baterie fotowoltaiczne (urządzenia solarne)
- Biogazownie  
a także
- Pompy ciepła
- Małe elektrownie wodne

Z punktu widzenia środowiskowego proces inwestycyjny składa się z kilku kluczowych etapów:

- Planowania kosztów, wyboru lokalizacji
- Przygotowania dokumentacji m.in. raportu OOS
- Uzyskania pozwoleń, w tym decyzji środowiskowej
- Rozpoczęcia budowy.

Podstawą działania w zakresie oceny oddziaływania na środowisko w Polsce jest:

- Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (tzw. Ustawa OOS),
- Rozporządzenie Rady Ministrów z 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.

W całym procesie inwestycyjnym przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko odgrywa coraz ważniejszą rolę – ze względu na czas, koszty i ryzyko popełnienia błędów formalnych oraz merytorycznych, które mogą znacząco wydłużyć okres pozyskiwania pozwoleń oraz wręcz zastopować cały proces. Istnieje kilka czynników ryzyka, która mogą znacząco spowolnić, a wręcz uniemożliwić realizację inwestycji:

- Lokalizowanie inwestycji w obszarach cennych pod względem przyrodniczym lub krajobrazowym;
- Protesty społeczne, które czasami mają podłoże w uzasadnionej obawie przed wpływem inwestycji na zdrowie, warunki gospodarowania przestrzenią, lecz czasami są przedmiotem manipulacji;
- Wadliwie przygotowany raport OOS, który może stać się przedmiotem uzupełnień lub odmowy wydania decyzji środowiskowej.

Poniżej w tab. 1. przedstawiono ogólną charakterystykę oddziaływań na środowisko na etapie eksploatacji na poszczególne elementy środowiska (zgodnie z Dyrektywą 97/11/EC o ocenach oddziaływania na środowisko)

Na podstawie powyższej analizy można wyciągnąć ogólny wniosek, że urządzenia energetyki rozproszonej (mikro) nie są źródłem znaczących negatywnych oddziaływań na środowisko, jeżeli nie jest zlokalizowana na obszarze chronionym.

Podobnie zdefiniowane zostały tego typu urządzenia w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r., w którym większość rodzajów instalacji zaliczono do grupy mogących potencjalnie oddziaływać na środowisko, czyli dla których decyzja o przeprowadzeniu procedury OOS należy do wskazanego w ustawie organu (wójt, burmistrz, prezydent miasta) w porozumieniu z Regionalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska (RDOS). W wielu przypadkach stawianie przydomowych wiatraków, czy niewielkie kolektory słoneczne nie będą wymagały przeprowadzenia OOS.

**Tab. 1.** Ogólna analiza oddziaływań urządzeń energetyki rozproszonej na poszczególne elementy środowiska

	Woda	Gleba/ powierzchnia ziemi	Roślinność	Zwierzęta	Krajobraz	Powietrze	Człowiek
Urządzenia solarne	B.O.*	B.O.	B.O.	B.O.	Możliwy wpływ na krajobraz kulturowy/ walory architektoniczne	B.O.	B.O.
Turbiny wiatrowe	Możliwe oddziaływanie (odnoszące się do miejsca postawienia masztu ew. etapu budowy).	Możliwe oddziaływanie (odnoszące się do miejsca postawienia masztu ew. etapu budowy).	Możliwe oddziaływanie (odnoszące się do miejsca postawienia masztu ew. etapu budowy).	Możliwe oddziaływanie na ptaki i nietoperze oraz ew. warunki bytowania innych zwierząt. W zależności od lokalizacji.	Możliwe oddziaływanie na krajobraz przyrodniczy i kulturowy. W zależności od lokalizacji.	B.O.	Możliwe oddziaływanie (hałas, pole elektromagnetyczne, efekt zacinienia). W zależności od lokalizacji. Ryzyko spada znacząco przy nie zachowaniu minimalnej odległości ok. 300 m od zabudowań mieszkalnych.
Biogazownie	Możliwe oddziaływanie wynikające z lokalizacji inwestycji oraz miejsca utylizacji odpadów pofermentacyjnych	Możliwe oddziaływanie w przypadku awarii	Możliwe oddziaływanie o zasięgu lokalnym.	Możliwe oddziaływanie o zasięgu lokalnym.	Możliwe oddziaływanie	Możliwe oddziaływanie (kluczowy wybór technologii oraz jej niezawodność)	Możliwe oddziaływanie zapachowe, hałas. Istotny kierunek wiatru oraz odległość od zabudowań.

\* B.O. – brak oddziaływania

Skala przedsięwzięcia oraz jego lokalizacja odgrywa kluczową rolę na późniejszym etapie oceny oddziaływań. W każdym przypadku konieczne jest zbadanie statusu ochrony planowanej lokalizacji, ocena ogólnej wartości przyrodniczej oraz uwzględnienie specyficznych dla danego typu inwestycji czynników (tab. 2).

**Tab. 2.** Najważniejsze czynniki wyboru lokalizacji dla urządzeń energetyki rozproszonej.

Biogazownie	Urządzenia solarne	Turbiny wiatrowe
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Warunki techniczne przyłączenia instalacji,</li> <li>• Możliwości dostaw surowca do produkcji,</li> <li>• Kierunek wiatru w stosunku do zabudowań mieszkalnych,</li> <li>• Analiza warunków przyrodniczych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Warunki techniczne – przyłączenia instalacji</li> <li>• Warunki nasłonecznienia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Warunki techniczne przyłączenia instalacji,</li> <li>• Pomiary wiatru</li> <li>• Analiza warunków przyrodniczych – (ptaki, nietoperze, siedliska cennych gatunków ssaków, miejsce posadowienia masztów)</li> </ul>

Wg badań Wende (2001)<sup>5</sup> poprawnie przeprowadzony proces OOS zgodnie z tzw. dobrą praktyką obejmuje wnikliwą analizę lokalizacji inwestycji, poprawnie przeprowadzone konsultacje społeczne może nawet o 30% skrócić czas uzyskania pozwoleń.

<sup>5</sup> Wende W. [2001], Praxis der Umweltverträglichkeitsprüfung und ihr Einfluss auf Zulassungsverfahren, eine empirische Studie zur Wirksamkeit, Qualität und Dauer der UVP in der Bundesrepublik Deutschland, Fachbereich 7 – Umwelt und Gesellschaft der Technischen Universität Berlin, Dissertation, Nomos Verlag

Natomiast zupełnie odrębnym problemem, który w ostatnich latach zyskuje na znaczeniu, jest kwestia protestów społecznych towarzyszących lokalizacji inwestycji. Zgodnie z wyżej wymienioną ustawą z października 2008 r. społeczeństwo ma prawo w odpowiedzialny sposób uczestniczyć w procesie podejmowania decyzji – wyrażając swoją opinię oraz następnie mając możliwość zaskarżania decyzji łamiących prawo. Często jednak to prawo jest nadużywane skutecznie blokując możliwości realizacji przedsięwzięć.

## Wsparcie systemu ocen oddziaływania na środowisko

Przedsięwzięcia mające na celu zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju, a do takich można zaliczyć mikrogenerację – wymagają wprowadzenia systemowych rozwiązań, mających na celu ułatwienie procesu inwestycyjnego oraz zapobieganiu konfliktom, których można w prosty sposób uniknąć. Pierwszym krokiem wdrożenia urządzeń do generacji rozproszonej na większą skalę byłoby określenie krajowego programu. Taki plan powinien zostać poddany strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, który wskazałby potencjalne oddziaływanie tego kierunku rozwoju energetyki na środowisko oraz doprecyzował działania, jakie należałoby podjąć. Ponadto już teraz można wskazać szereg działań, które odpowiednio wcześniej zaplanowane mogłyby wesprzeć rozwój tego obszaru:

- Informowanie społeczeństwa o programie mikrogeneracji, budowanie wiedzy o potrzebie realizacji tego typu inwestycji, oddziaływaniu na lokalne społeczności;
- Udostępnianie społeczeństwu informacji na temat wpływu tego rodzaju urządzeń na zdrowie, krajobraz i lokalne społeczności;
- Wyznaczanie w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego stref wskazanych pod rozwój odnawialnych źródeł energii – w tym mikrogeneracji;
- Przeprowadzenie dla całych stref rozwoju mikrogeneracji procedury oceny oddziaływania na środowiska, formułowanie w decyzji środowiskowej wskazań lokalizacyjnych;
- Opracowanie przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska wytycznych i dobrych praktyk, które usprawniłyby proces inwestycyjny – pozwalałoby inwestorom uniknąć błędów na etapie lokalizacji oraz odpowiednim organom podejmowanie decyzji administracyjnych;
- Przeprowadzenie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla krajowego programu mikrogeneracji.

## Podsumowanie

Analiza najważniejszych strategii Unii Europejskiej (m.in. Strategia Europa 2020, Energetyczna Mapa Drogowa do 2050 r.) wskazuje, że w najbliższym czasie rynek energetyczny w Europie będzie się modernizował i zmieniał, na ten cel Unia Europejska przeznaczy w nowej perspektywie finansowej ok. 20% swojego budżetu. Europa podejmuje działania mające na celu wprowadzenie modelu niskoemisyjnej, nowoczesnej i oszczędnej energetyki.

Coraz ważniejszym elementem miksu energetycznego będą odnawialne źródła energii, nadal jednak podstawą produkcji będzie energia wytwarzana z węgla, gazu lub energia jądrowa. Biorąc pod uwagę obecne tzw. koszty zewnętrzne zanieczyszczeń, wzrastający popyt na energię, a zarazem rosnącą świadomość dotyczącą zużywania zasobów nieodnawialnych – wdrażane będą coraz bardziej restrykcyjne standardy środowiskowe – zarówno w kontekście emisji CO<sub>2</sub>, jak i NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> oraz pyłów.

Istotną rolę w realizacji projektów energetycznych odgrywa procedura OOS. Zgodnie z ustawą OOS konieczne jest prowadzenie konsultacji społecznych – co dla dużych inwestycji, gdzie wiele podmiotów można uznać za tzw. narażone, jest procesem niezwykle czasochłonnym i skomplikowanym. Zgodnie z Konwencją z Espoo, jeżeli projekt wykazuje oddziaływania transgraniczne – uzgadnianie decyzji środowiskowej powinno być prowadzone w porozumieniu z krajem sąsiednim – uznanym

za narażony. Należy liczyć się z tym, że niektóre rozwiązania mogą wywołać ideologiczną dyskusję i znaczące protesty społeczne.

Energetyka rozproszona poza pozytywnym efektem lokalnym, powoduje znacznie mniej obciążeń dla środowiska. Mimo, że koszty przeprowadzenia postępowania OOS dla inwestorów są czasami znaczące (w odniesieniu do skali przedsięwzięcia), to jednak skala ryzyka jest mniejsza.

Rozwój polskiej energetyki powinien opierać się na Prawie Energetycznym oraz podporządkowanych strategiach/programach, które tworzą transparentne zasady realizacji inwestycji dla inwestorów. Dla takich programów/strategii konieczne jest przeprowadzenie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. Na tej podstawie, biorąc pod uwagę specyfikę oddziaływań energetyki rozproszonej, można wprowadzić wytyczne metodologiczne dla inwestorów oraz organów odpowiedzialnych za wydanie decyzji środowiskowych, które mogłyby znacznie ułatwić i przyspieszyć proces inwestycyjny. **Der Letzte macht das Licht aus: Die Zukunft der Energie.**

#### Nota o autorze

**Dr Joanna Maćkowiak-Pandera**, doktorat z dziedziny ocen oddziaływania inwestycji realizowała na Uniwersytecie w Poczdamie i w Poznaniu. Specjalizuje się w podejściu zintegrowanym – gdzie dla realizacji celów ochrony środowiska wdrażane są mechanizmy wspierające rozwój gospodarczy i społeczny. Przez kilka lat pracowała na Uniwersytecie w Poczdamie i w Federalnym Urzędzie Środowiska w Berlinie. W ostatnich latach zajmowała się regulacjami, programowaniem i wdrażaniem funduszy unijnych, odnawialnymi źródłami energii, kierowaniem projektami oraz polityką środowiskowo – klimatyczną. Autorka licznych publikacji. Jako podsekretarz stanu w Ministerstwie Środowiska odpowiadała za prezydencję Polski w Radzie UE i politykę klimatyczną, była również dyrektorem gabinetu politycznego Ministra Środowiska Macieja Nowickiego. Stypendystka Deutsche Bundesstiftung Umwelt, Konrad Adenauer Stiftung, German Marshall Fund i Fundacji im. Nowickiego.

## Odnawialne i kogeneracyjne źródła energii pomocniczej dla obiektów budowlanych w skali mikro

Marcin Jarnut, Grzegorz Benysek

**Streszczenie.** Budownictwo ze względu na znaczny udział w strukturze zużycia energii w krajach europejskich jest obecnie sektorem gospodarki najdynamiczniej poddawanych działaniom proefektywnościowym. Oprócz działań termomodernizacyjnych coraz częściej rozważana jest także implementacja miejscowych źródeł energii, w tym źródeł energii elektrycznej. W wielu przypadkach okazać się to może niezbędnym środkiem w celu osiągnięcia wymaganej w zapisach Dyrektyw EPBD ergoefektywności na poziomie domów pasywnych. Choć w stosowanych obecnie metodach określania charakterystyki energetycznej budynków uwzględniana jest tylko energia elektryczna na cele pomocnicze, to w świetle rosnącego udziału i znaczenia tego typu nośnika energii w pozyskiwaniu i odzyskiwaniu energii cieplnej z otoczenia znaczenie mikro źródeł elektrycznej energii pomocniczej będzie rosło. W artykule przedstawiono możliwości wykorzystania najpowszechniej stosowanych obecnie mikro źródeł energii elektrycznej jak również wskazano przeszkody w ich popularyzacji.

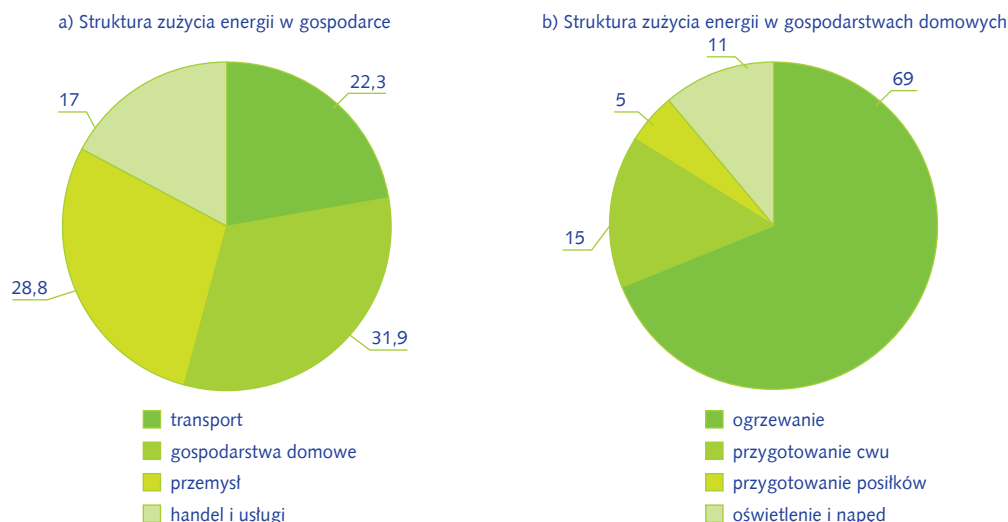
Budynki z powodu znacznego udziału w całkowitym zużyciu energii, który wg danych europejskich pracowni statystycznych wynosi ok. 40%, stały się przedmiotem opracowań legislacyjnych mających na celu wymuszenie działań ukierunkowanych na poprawę ich charakterystyki energetycznej [D1-D5]. Zapisy unijnych dyrektyw zostały przeniesione także do prawodawstwa polskiego poprzez nowelizacje ustaw Prawo Budowlane oraz Prawo Energetyczne [U1, U2]. Wydanych zostało także kilka Rozporządzeń [R1-R4] precyzujących zapisy poszczególnych ustaw oraz nadających im moc wykonawczą. W zakresie legislacyjnym, pomimo opóźnień, Polska realizuje wspólne dla Unii cele polityki energetycznej zmierzające do zwiększenia efektywności energetycznej we wszystkich sektorach gospodarki. Efektem tej polityki jest także budowa mechanizmów wspierających rozwój odnawialnych źródeł energii, rozproszonych systemów generacji energii elektrycznej oraz wysokosprawnej kogeneracji.

Poprawa charakterystyki energetycznej budynków potwierdzona świadectwem energetycznym jest oczywiście działaniem pożądanym w świetle nie tylko wymagań legislacyjnych, ale także czysto rozumianego interesu społecznego. Trudno jednak w Polsce znaleźć zrozumienie dla działań w tej materii, które wiążą się z dużymi, często nieuzasadnionymi nakładami ze strony inwestora, który na poczet przyszłych zysków społecznych musi zainwestować już na starcie znaczne sumy. Dlatego należy racjonalnie wykorzystywać potencjał technologiczny w dziedzinie wytwarzania i przesyłu energii, w celu uzyskania także i efektu finansowego, tak aby uzasadnić niektóre mało opłacalne działania wymuszone przez ustawodawstwo. Zwiększenie świadomości w każdej dziedzinie związanej z energią jest pierwszym z kroków do tworzenia świadomego użytkownika energii. Wobec wysokorozwiniętych państw zachodnich mamy w tym względzie duże zaległości.

Projekty finansowane np. przez NCBiR [I2], a związane z poprawą efektywności energetycznej mają na celu zebranie niezbędnych informacji w celu opracowania wytycznych dla specjalistów z dziedziny projektowania pozwalających na efektywne wykorzystanie środków inwestorów w dziedzinie budownictwa zrównoważonego.

Aktywność w dziedzinie termomodernizacji oraz wykorzystania źródeł odnawialnych jako źródeł energii cieplnej podlega wsparciu finansowemu ze środków Funduszy Europejskich. Jest to sytuacja zrozumiała i wynikająca z udziału poszczególnych energii w bilansie energetycznym obiektów budowlanych (rys. 1b).

Rys. 1. Struktura zużycia energii: a) w różnych sektorach gospodarki; b) w gospodarstwach domowych.



Nie można jednak zapominać o wykorzystaniu potencjału budynków w zakresie efektywnego wykorzystania czy nawet generacji energii elektrycznej. Choć aktualnie wg danych z rys. 1 stanowi ona od 11 – 16% całkowitego zużycia energii w budownictwie, to przy stale malejącym zapotrzebowaniu na energię ciepłą budynków wykonywanych w nowych technologiach ten udział będzie się stale zwiększał. Dodatkowym bodźcem do działań w zakresie efektywnego przetwarzania energii elektrycznej w budownictwie jest też fakt stale rosnących cen tego rodzaju energii dostarczanej z sieci zawodowej, który w latach 1990 – 2005 wyniósł aż 490%.

Inaczej niż w przypadku energii cieplnej, wytwarzanie energii elektrycznej we własnym zakresie tzn. po stronie instalacji odbiorczej nie ma dużych tradycji i pomimo dostępnych bezpiecznych technologii małej mocy w tej dziedzinie nie spotyka się z przychylnością zwłaszcza ze strony operatorów sieci dystrybucyjnych, którzy w trosce o system dystrybucyjny mnożą nie zawsze uzasadnione wymagania dla tego typu instalacji. Pomimo postępu w tej dziedzinie jakim jest uwzględnienie mikro źródeł energii elektrycznej w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRIESD) [11] sytuacja pozostawia ciągle wiele do życzenia. Brak jest też odpowiednich mechanizmów wsparcia w postaci dofinansowania np. domowych instalacji fotowoltaicznych, tak jak to jest dla ciepłych kolektorów słonecznych.

Nie bez znaczenia pozostaje także często pomijany fakt udziału energii elektrycznej w procesie wykorzystania odnawialnych źródeł energii cieplnej takich jak pompy ciepła. Trudno sobie także wyobrazić systemy wentylacyjne z rekuperacją ciepła bez napędów elektrycznych wentylatorów czy systemy sterowania pracą systemów grzewczych. Udział ten jest uwzględniany w charakterystyce energetycznej obiektów budowlanych w postaci tzw. energii pomocniczej.

## 1. Energia pomocnicza w bilansie energetycznym obiektów budowlanych

Energia pomocnicza nie tylko wspomaga pracę konwencjonalnych systemów grzewczych czy pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych, lecz w niektórych przypadkach jest niezbędna do prawidłowej pracy takich źródeł. Energia ta wg rozporządzenia [R2] wykorzystywana jest w trzech systemach zintegrowanych z budynkami:



- systemie grzewczym CO do napędu pomp obiegowych układów pierwotnych, pomp obiegów wtórnych, sterowników i napędów wykonawczych;
- systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej CWU do napędu pomp cyrkulacyjnych, pomp ładujących zasobnik, pomp obiegowych w systemach solarnych, sterowników i napędów wykonawczych;
- w systemach wentylacji mechanicznej do napędu wentylatorów, urządzeń do odzysku ciepła, sterowników i napędów wykonawczych.

Udział energii pomocniczej w ogólnym bilansie energetycznym nie jest jednoznacznie określony. W znacznym stopniu zależy od stosowanych rozwiązań systemów grzewczych i wentylacyjnych jak również w pewnym stopniu od techniki instalacyjnej. W danych statystycznych często przytaczanych na łamach prasy technicznej, jak również na portalach internetowych poświęconych efektywności energetycznej, najczęściej udział ten przedstawiany jest jako energia do napędu urządzeń technologicznych i zawiera się według różnych danych w granicach 4 – 6% całkowitego zużycia. Dane te w znacznym stopniu odbiegają od tych, które można znaleźć w kartach katalogowych producentów i tak np. dla systemów grzewczych opartych na pompach ciepła, w których udział elektrycznej energii pomocniczej wynosi nawet 25 – 30% energii całego cyklu pracy pompy ciepła.

Zapotrzebowanie na energię pomocniczą wg [R2] w poszczególnych systemach budynkowych definiują zależności:

- system ogrzewania

$$E_{el,pom,H} = \sum_i q_{el,H,i} \cdot A_f \cdot t_{el,i} \cdot 10^{-3} \text{ kWh/rok}$$

- system wentylacji

$$E_{el,pom,V} = \sum_i q_{el,V,i} \cdot A_f \cdot t_{el,i} \cdot 10^{-3} \text{ kWh/rok}$$

- system przygotowania ciepłej wody użytkowej

$$E_{el,pom,H} = \sum_i q_{el,W,i} \cdot A_f \cdot t_{el,i} \cdot 10^{-3} \text{ kWh/rok}$$

gdzie:  $q_{el,H,i}$  – zapotrzebowanie mocy elektrycznej do napędu i-tego urządzenia pomocniczego w systemie ogrzewania, odniesione do powierzchni użytkowej (ogrzewanej) [W/m<sup>2</sup>];

$q_{el,V,i}$  – zapotrzebowanie mocy elektrycznej do napędu i-tego urządzenia pomocniczego w systemie wentylacji, odniesione do powierzchni użytkowej (ogrzewanej) [W/m<sup>2</sup>];

$q_{el,W,i}$  – zapotrzebowanie mocy elektrycznej do napędu i-tego urządzenia pomocniczego w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej, odniesione do powierzchni użytkowej (ogrzewanej) [W/m<sup>2</sup>];

$t_{el,i}$  – czas działania i-tego urządzenia pomocniczego w ciągu roku, zależy od programu eksploatacji budynku (instalacji) [h/rok].

Jak można zauważyć z tych zależności roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą zależy od mocy zainstalowanego urządzenia oraz czasu jego pracy w ciągu roku (moc urządzenia jest dobierana do wymaganej wydajności konkretnego systemu, która z kolei jest zależna od powierzchni  $A_f$ ). Dane do wyznaczenia rocznego zapotrzebowania przedstawione są w odpowiednich przepisach, kartach katalogowych lub dokumentacji urządzeń opracowanych przez ich producentów. Rozporządzenie [R2] podaje także uśrednione dane dotyczące mocy i czasu pracy dużej grupy urządzeń elektrycznych, które spotkać można w systemach grzewczych i wentylacyjnych.

Zdecydowana większość urządzeń pomocniczych w systemach budynkowych zużywających energię wchodzącą do obiektu to urządzenia zasilane energią elektryczną. Przy wyznaczaniu rocznego zapotrzebowania na energię pierwotną np. systemu grzewczego, energia ta jest uwzględniana w wy-

znaczeniu charakterystyki energetycznej obiektu z najwyższym możliwym współczynnikiem nakładu  $w_i=3$  dla urządzeń zasilanych z elektroenergetycznej sieci zawodowej:

$$Q_{pH} = w_H \cdot Q_{K,H} + w_{el} \cdot E_{el,pom,H} = w_H \cdot Q_{K,H} + 3 \cdot E_{el,pom,H} \text{ kWh/rok}$$

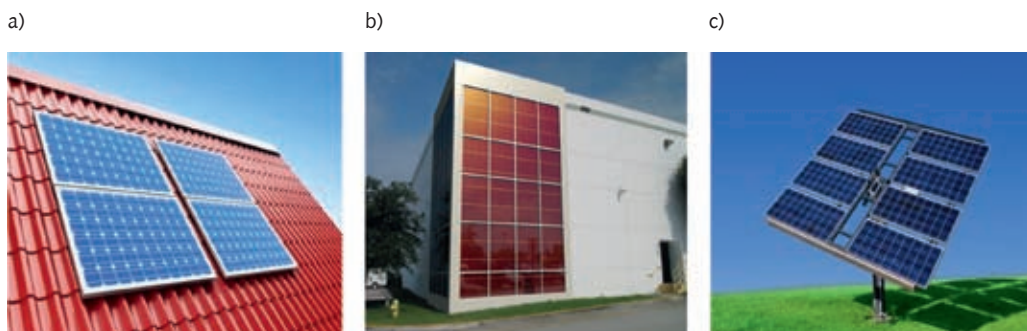
gdzie:  $Q_{pH}$  – roczne zapotrzebowanie na energię pierwotną przez system grzewczy i wentylacyjny do ogrzewania i wentylacji,  $Q_{K,H}$  – roczne zapotrzebowanie na energię końcową przez system grzewczy i wentylacyjny do ogrzewania i wentylacji.

Ustawodawca przewidział możliwość zasilania urządzeń pomocniczych ze źródeł odnawialnych ale tylko ze źródeł PV, co redukuje wartość współczynnika nakładu do wartości  $w_i=0,7$ . Współczynniki nakładu  $w_i$  nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczanie nośnika energii lub energii do budynku zestawione zostały w postaci tabeli w rozporządzeniu [R2]. Trudno jest zrozumieć dlaczego w tabeli tej w tak różny sposób potraktowano kolektory słoneczne oraz panele fotowoltaiczne. Nie sprzyja to popularyzacji tego typu zasilania urządzeń. Brak uwzględnienia w tej tabeli innych źródeł odnawialnej energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odbiorcy jest co najmniej niedopatrzaniem, które nie nadąża za rozwojem technologii wytwarzania energii elektrycznej w układach małej mocy.

## 2. Zintegrowane źródła energii pomocniczej [I2]

Budynki, zwłaszcza te projektowane wg nowych trendów i zasad ukierunkowanych na maksymalne wykorzystanie warunków środowiskowych do efektywnego zarządzania energią, posiadają także potencjał do wytwarzania energii elektrycznej niezbędnej do napędu urządzeń pomocniczych. Powierzchnie elewacji i dachów wyposażone w baterie PV mogą generować energię elektryczną wykorzystując promieniowanie słoneczne.

**Rys. 2.** Systemy fotowoltaiczne do zastosowań w budownictwie: a) dachowy stacjonarny; b) elewacyjny stacjonarny; c) przydomowy nadążny.

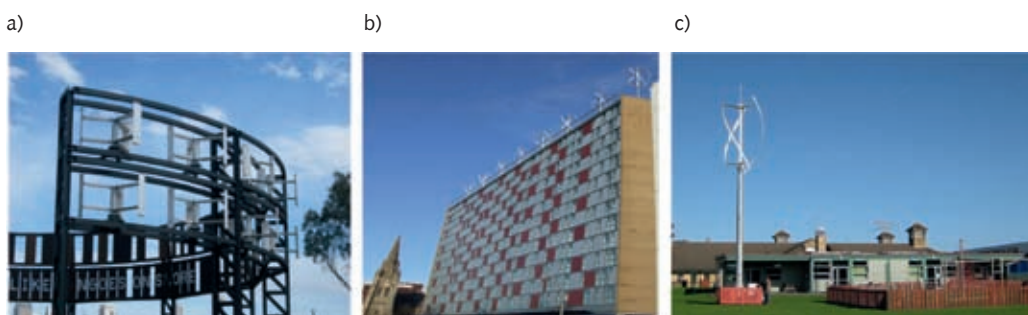


W praktyce instalacyjnej spotykanych jest wiele układów PV, które różnią się między sobą nie tylko typem zastosowanych ogniw, ale także sposobem montażu. Największe sprawności przetwarzania energii promieniowania słonecznego uzyskuje się w bateriach z ogniwami monokrystalicznymi (12-15%), nieco mniejsze w układach z ogniwami polikrystalicznymi (10-13%) oraz amorficznymi i transparentnymi (poniżej 10%). Na uzysk energetyczny duży wpływ ma także zastosowany sposób montażu, który powoduje, że w instalacjach nadążnych jest on większy o ok. 30% względem instalacji stacjonarnych. Biorąc jednak pod uwagę moc promieniowania słonecznego w naszych warunkach geograficznych tzn. ok. 1 kW/m<sup>2</sup> oraz ilość godzin w roku z nominalnym nasłonecznieniem (ok. 1400 h/rok) stwierdzić można, że ten typ pozyskiwania dodatkowej energii elektrycznej rokuje nadzieję na przyszłość. Obecnie pewnym czynnikiem zniechęcającym potencjalnych inwestorów jest

znaczny koszt tego typu instalacji (ok. 15.000 PLN/kW) co powoduje, że czas zwrotu takiej inwestycji wydłuża się nawet do 20 lat. Nie stopuje to jednak prac nad rozwojem systemów fotowoltaicznych zwłaszcza systemów typu Building Integrated PhotoVoltaics (BIPV), dlatego należy się spodziewać nie tylko wzrostu wydajności takich źródeł, ale także stałego spadku ich ceny.

Budynki, zwłaszcza wysokie, posiadają potencjał do wytwarzania energii elektrycznej ze strumienia powietrza, który na ich szczytach i fasadach posiada zdolność do przekazania znacznej ilości energii kinetycznej (ok. 25%) do turbiny wiatrowej, gdzie jest ona przetwarzana na energię elektryczną. Moc takiej turbiny jest funkcją trzeciej potęgi prędkości strumienia powietrza. Obecnie znanych jest wiele rodzajów turbin wiatrowych, które różnią się między sobą położeniem osi obrotu (poziome i pionowe), ilością łopat (jedno-, dwu-, trój- i wielopłatowe) jak również kształtem wirnika i łopat. W systemach budynkowych największe nadzieje wiąże się z turbinami o pionowej osi obrotu – Vertical Axis Wind Turbine (VAWT, rys. 3), które w stosunku do turbin o poziomej osi obrotu – Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT) powszechnie wykorzystywanych w farmach większych mocy, nie potrzebują systemów kierunkowania oraz wytwarzają mniejszy hałas (ok. 32 dB). Turbiny wiatrowe małej mocy do zastosowań w budownictwie nie są jeszcze źródłami tanimi (10.000 – 30.000 PLN/kW), znajdują jednak więcej zwolenników niż systemy PV zwłaszcza w obszarach mniej zurbanizowanych.

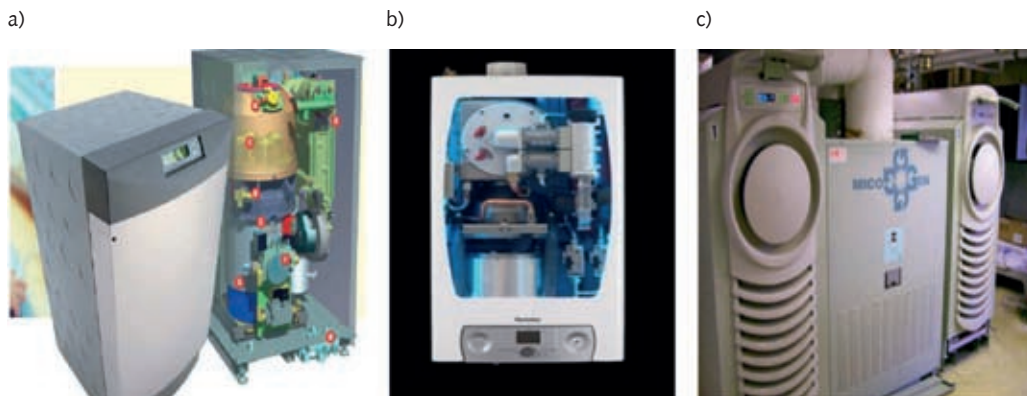
**Rys. 3.** Turbiny wiatrowe do zastosowań w budownictwie: a) montowane na specjalnej konstrukcji; b) dachowe; c) przydomowe.



Ilość energii pozyskiwana zarówno ze źródeł typu PV jak i turbin wiatrowych jest uzależniona w znacznym stopniu od warunków środowiskowych, które w naszej strefie klimatycznej ulegają sezonowym zmianom. Powoduje to, że uzysk energetyczny z baterii PV jest największy w miesiącach letnich (krzywa roczna ma kształt dzwonowy) natomiast z turbin wiatrowych w miesiącach jesiennych, zimowych i wiosennych (odwrócona krzywa dzwonowa). Idealnym zatem wydaje się budowa systemów hybrydowych słoneczno-wiatrowych, gdyż pozwala na osiągnięcie wyrównania krzywej rocznej generacji energii w takich systemach, co jest podstawą skrócenia czasu zwrotu inwestycji oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w układach zasilania przez nie wspomaganymi.

W ostatnich latach zintensyfikowano także prace nad układami kogeneracyjnymi małej i bardzo małej mocy – micro Combined Heat and Power (micro CHP), które wytwarzają energię elektryczną w skojarzeniu z generacją ciepła na potrzeby systemów grzewczych CO oraz systemów przygotowania ciepłej wody użytkowej. Układy takie charakteryzują się dość niskim stosunkiem mocy elektrycznej do grzewczej. W systemach micro CHP z silnikami Stirlinga stosunek ten nie przekracza 1:10 natomiast w układach z turbinami Capstona 1:3. O ile technologie z turbinami Capstona są już upowszechnione, to technologia z silnikiem Stirlinga dopiero wkracza do systemów europejskich. Niezaprzeczną jej zaletą jest brak wewnętrznej komory spalania co powoduje, że doskonale spisuje się w układach z dużą ilością ciepła odpadowego. Barierą często mentalną w implementacji tego rozwiązania pozostaje dość niska sprawność przetwarzania energii cieplnej na energię elektryczną (poniżej 20%) oraz duża zależność mocy urządzenia od różnicy temperatur pomiędzy częścią wysokotemperaturową i niskotemperaturową Stirlingów.

**Rys. 4.** Układy mikro kogeneracyjne: a) z silnikiem Stirlinga (Whispergen); b) z silnikiem Stirlinga (Remeha); c) z turbiną Capstona (Microgen).



### 3. Sposoby sprzęgania układów mikro generacyjnych z instalacjami wewnętrznymi obiektów budowlanych [I2]

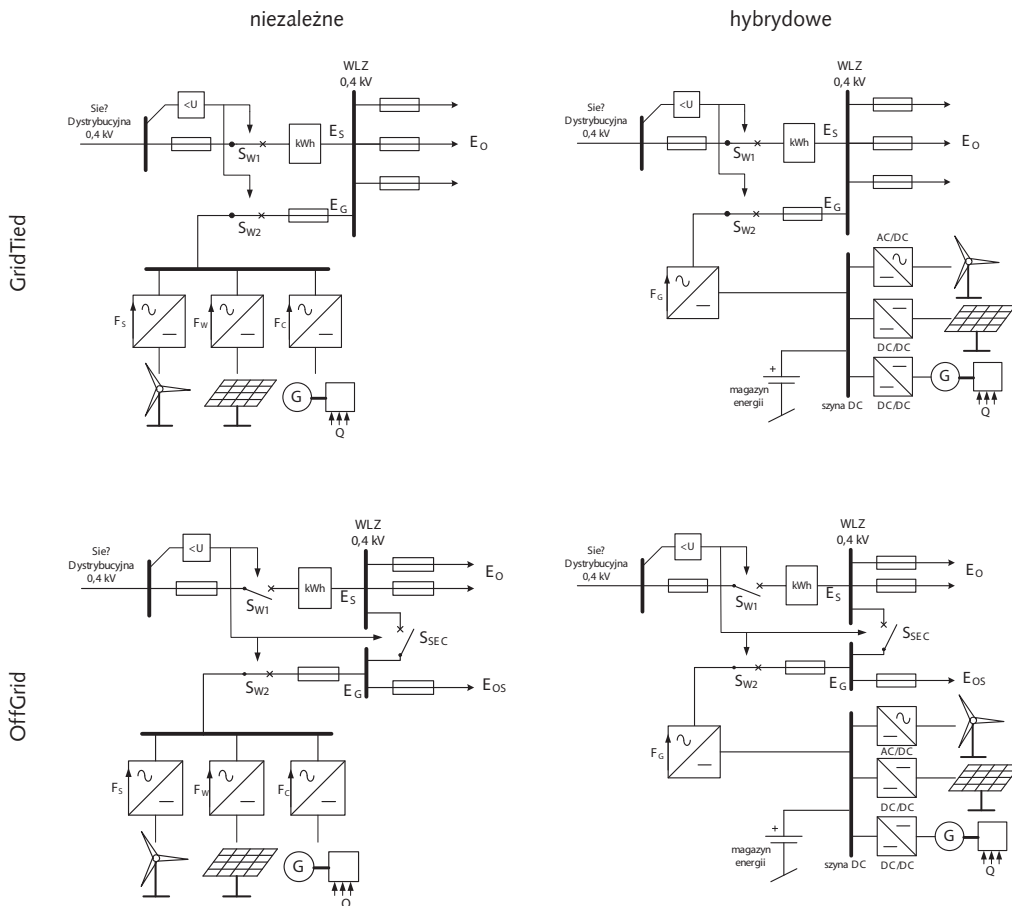
W polskim sektorze instalacyjnym jak i projektowym wbrew wyraźnym tendencjom światowym do stosowania generacji rozproszonej ciągle spotkać można opór przed implementacją takich rozwiązań do systemów budynkowych. Po części wynika to z niedostatecznej świadomości na temat technik sprzęgania źródeł energii elektrycznej z instalacjami wewnętrznymi budynków zwłaszcza z wykorzystaniem przekształtników energoelektronicznych, ale przede wszystkim z niewystarczającego stanu normalizacyjnego i prawnego w tej dziedzinie. Optymistycznym wydaje się fakt pojawienia się w ostatnim czasie zapisów w IRIESD [I1] precyzujących sposób przyłączania mikro generacji do sieci niskonapięciowych. Ciągle jednak brak jest określenia wyraźnej ścieżki administracyjnej na drodze do wytwarzania energii elektrycznej po stronie instalacji odbiorczych, co powoduje że często nawet firmy instalacyjne wprowadzają potencjalnych inwestorów w błąd.

Ze względu na sposób pracy mikro źródeł w instalacjach odbiorczych wyróżnić można dwa typy układów (rys. 5).

*Układy typu GridTied*, które pracują równolegle z siecią, bilansując energię elektryczną z sieci zawodowej z energią pochodzącą z własnych źródeł odbiorcy. Bilansowanie odbywa się na zasadzie bilansu prądów w punkcie przyłączenia PCC, tak że licznik energii umieszczony na początku instalacji odbiorcy wykazuje pobór mniejszy o ilość wygenerowanej energii. Należy przy tym zwrócić uwagę, że bez specjalnych umów, a w niektórych przypadkach koncesji, nie jest możliwy transfer energii do sieci dystrybucyjnej, dlatego układ sprzęgający powinien utrzymywać chwilowy bilans energii w miejscu przyłączenia instalacji odbiorczej z siecią dystrybucyjną na poziomie dodatnim na korzyść sieci dystrybucyjnej (w myśl prawa energetycznego instalacja taka jest wtedy instalacją odbiorczą). Współcześnie produkowane przekształtniki energoelektroniczne do pracy równoległej z siecią zapewniają spełnienie wymagań jakościowych energii w miejscu przyłączenia (jednostkowy współczynnik mocy, niska emisja zakłóceń wg [N2]) jak również bezpieczeństwa (zabezpieczenia od wtórnego zasilania sieci). W celu spełnienia dodatkowych wymagań stawianych przez operatorów sieci dystrybucyjnych można takie układy dodatkowo wyposażyć w wyłączniki koordynowane.

*Układy typu OffGrid*, które *de facto* są układami do pracy wyspowej, tak często wybieranej dla źródeł odnawialnych przez nie do końca świadomych projektantów i instalatorów. Oczywiście układ taki, oprócz wad w postaci przerwy beznapięciowej przy zmianie źródła zasilania odbiornika (sieć/ źródło własne), posiada również zalety w postaci zdolności do realizacji zasilania rezerwowego. W ukła-

Rys. 5. Możliwe konfiguracje pracy systemów wytwarzania energii elektrycznej ze źródłami rozproszonymi [12].



dzie takim przekształtnik pracuje w trybie napięciowym utrzymując w miejscu przyłączenia napięcie o znormalizowanych parametrach [N1]. Pewną niedogodnością tego typu układów jest konieczność wymiarowania przekształtnika ze względu na moc zainstalowaną odbiorów przyłączonych do zasilanej części instalacji z uwzględnieniem zapasu mocy na możliwość wyzwolenia zabezpieczeń zwarciowych. Topologia ta sprawdza się natomiast doskonale w układach o mało zmiennym obciążeniu, a zwłaszcza w układach o niskich wymaganiach w zakresie jakości napięcia zasilającego. Można wtedy zastosować tańszy przekształtnik, co w pewnym stopniu redukuje koszt takiej instalacji.

W układach wieloźródłowych i hybrydowych często spotykanym rozwiązaniem jest przyłączenie źródeł energii elektrycznej do wspólnego obwodu stałonapięciowego DC wyposażanego dodatkowo w magazyn energii. Pozwala to na stabilizację parametrów generowanej energii, a dodatkowo stwarza możliwość realizacji zasilania gwarantowanego (układy OffGrid) lub regulacji krzywej dobowej obciążenia instalacji (układy GridTied). Pierwsza z funkcji jest zwłaszcza przydatna w systemach grzewczych gdzie bez elektrycznej energii pomocniczej nastąpić może wyłączenie awaryjne tych systemów lub wymuszenie korzystania z mniej opłacalnych źródeł energii cieplnej. Druga natomiast w systemach rozliczeniowych wielostrefowych pozwala na redukcję kosztów związanych z poborem energii elektrycznej w strefach o wysokiej cenie (np. taryfa dzienna).

Układy sprzęgające z centralnym obwodem DC do sprzęgania ze zmienno-napięciową instalacją odbiorczą wykorzystują jeden centralny, dwukierunkowy przekształtnik DC/AC realizujący także funkcje ładowarki akumulatorów obwodu DC. Koszt takiego przekształtnika (ok. 2000 PLN/kW) jest niestety dodatkowym elementem podrażającym inwestycję w źródła rozproszone.

---

## Podsumowanie

Źródła rozproszone energii elektrycznej usytuowane w obszarach zurbanizowanych lub integrowane z obiektami budowlanymi są źródłami małej mocy. Pomimo rozwoju technologii ergooszczędnych w dziedzinie przetworników energii elektrycznej na inne formy energii, trudno jest przypuszczać by pełniły one w budownictwie role inne poza rolą źródeł wspomagających. Należy przez to rozumieć pracę takich źródeł jako elementów zmniejszających ilość energii pobieranej ze źródeł zcentralizowanych, lecz nie zastępujących ich całkowicie. Wyposażenie budynków we własne rezerwowe źródła zasilania dla strategicznych obwodów i instalacji a opartych na technologiach odnawialnych pozwolić może nie tylko na poprawę charakterystyki energetycznej budynków ale przede wszystkim na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego na poziomie odbiorcy końcowego. Trudno dziś spotkać efektywne instalacje i systemy grzewcze, wentylacyjne, klimatyzacyjne bez układów pomocniczych zasilanych energią elektryczną. Są to zazwyczaj obwody małej mocy, bez których funkcjonowanie wspomaganych przez nie instalacji dużych mocy wydaje się niemożliwe. Dlatego zwłaszcza tutaj zastosowanie znaleźć mogą rozproszone źródła energii elektrycznej.

---

## Literatura

Dyrektywy:

- D1. Dyrektywa 2002/91/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków
- D2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona)
- D3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG
- D4. Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE
- D5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG

Ustawy:

- U1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (z późniejszymi zmianami).
- U2. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (z późniejszymi zmianami).

Rozporządzenia:

- R1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie
- R2. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej
- R3. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego

R4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Normy:

- N1. PN-EN 50160 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych.
- N2. PN-EN 61000-3-2:2007 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC), Część 3-2: Poziomy dopuszczalne, Poziomy dopuszczalne emisji harmoniczných prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika  $\leq 16$  A)

Inne:

- I1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Enea Operator, wersja z dnia 28 lutego 2011 r.
- I2. Raport z zadania 4.1: Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii elektrycznej we współpracy z układami mikro- i minikogeneracyjnymi, Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków, Zadanie badawcze nr 6: Analiza wymagań technicznych i eksploatacyjnych dla budynków przy zasilaniu ze scentralizowanych źródeł ciepła, Grant NCBiR.

Nota o autorach

**Dr hab. inż. Grzegorz Benysek**, prof. Uniwersytetu Zielonogórskiego. Członek komitetów organizacyjnych i naukowych licznych konferencji krajowych i międzynarodowych. Recenzent dla IEEE oraz SPRINGER London. Członek Regionalnej Rady do spraw Energetyki przy Marszałku Województwa Lubuskiego, w ramach której współtworzył strategię wykorzystania odnawialnych źródeł energii w województwie lubuskim. Członek Komisji Nauk Elektrycznych Polskiej Akademii Nauk, oddział w Poznaniu. Dyrektor Instytutu Inżynierii Elektrycznej Uniwersytetu Zielonogórskiego. Działa na rzecz budowy społeczeństwa świadomego energetycznie oraz intensyfikacji wykorzystania odnawialnych źródeł energii w przemyśle energetycznym jak i ruchu kołowym. Koordynator wielu projektów europejskich m.in. w ramach programów PHARE, INTERREG, LRPO. Twórca Lubuskiego Samochodu Ekologicznego oraz współtwórca firmy EkoEnergetyka Zachód.

Autor ponad 120 prac naukowych. Jego badania naukowe koncentrują się głównie na zagadnieniach związanych z wykorzystaniem układów energoelektronicznych w systemie elektroenergetycznym jak i na eliminacji negatywnego oddziaływania rozproszonych źródeł energii na sieć elektroenergetyczną.

**Dr inż. Marcin Jarnut**, adiunkt w Instytucie Inżynierii Elektrycznej Uniwersytetu Zielonogórskiego. Uczestnik i wykonawca wielu projektów z zakresu jakości energii elektrycznej, koordynowanych systemów ładowania pojazdów elektrycznych, efektywności energetycznej. Działa na rzecz popularyzacji układów energoelektronicznych w sieciach i instalacjach elektrycznych. Konsultant techniczny i naukowy do spraw jakości energii elektrycznej, układów kondycjonowania energii w jednostkach przemysłowych.

Autor ponad 50 prac naukowych. Główny obszar badań obejmuje energoelektroniczne układy kondycjonowania energii, dwukierunkowe układy rozdziału energii elektrycznej, technologie prosumenckie.

# Jak sprostać negatywnym wpływom zmienności wytwarzanej energii elektrycznej z OZE?

3

Mieczysław Wrocławski

**Streszczenie.** Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w roku 2020 wyniesie 169,3 TWh, zatem będziemy mieli obowiązek wytworzenia minimum 24,4 TWh energii ze źródeł odnawialnych. Raport Ministra Gospodarki z roku 2011, wskazuje, że zapotrzebowanie na energię odnawialną zostanie zrealizowane głównie przez energię z wiatru (44,3%) i biomasy (46,5). Farma wiatrowa jak i fotowoltaiczna pracuje z mocą zbliżoną do znamionowej (90%) zaledwie ok. 3% czasu w ciągu roku. Ze względu na dużą korelację, polegającą na spójności pracy farm pod kontem generacji mocy czynnej w tym samym momencie czasu, pracujących w tym samym regionie, sieć musi być przygotowana do przesłania całej wytworzonej mocy.

Do sieci ENERGA-OPERATOR SA są przyłączone źródła wiatrowe o mocy 1600 MW oraz wydano warunki przyłączenia do sieci dla kolejnych o mocy 5500 MW, co przekracza wielkość zapotrzebowania na moc regionu. Zrealizowanie scenariuszy rozwoju generacji w źródłach dużej, słabo prognozowanej zmienności, dla zachowania stabilności KSE, będzie wymagało utrzymania wszystkich węglowych źródeł wytwórczych, a także budowy źródeł nowych (węglowych, jądrowych), stabilizujących pracę systemu. Rozwiązaniem tego problemu może być budowa magazynów energii powiązana z budową źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Magazyny energii ograniczą wpływ zmienności pracy źródeł na sieć i posłużą do stabilizacji pracy KSE. Dotyczy to szczególnie obszaru działania ENERGA-OPERATOR SA, ze względu na dynamiczny rozwój generacji wiatrowej związanej z warunkami atmosferycznymi, budowa do roku 2020 źródeł stabilizujących o wielkości kilkuset MW może być konieczna.

Budowa inteligentnych sieci, a z nimi magazynów energii, jako przedsięwzięcia nowatorskie, wiązać się z dużymi kosztami. Z drugiej strony wdrażane rozwiązania przynieść mogą szereg korzyści dla uczestników rynku, a przede wszystkim odbiorców energii. Dlatego też istnieje pilna potrzeba zapewnienia OSD i innym podmiotom systemów wsparcia w celu intensyfikacji niezbędnych działań. Jedną z konkretnych propozycji w tym zakresie jest Program GEKON – Generator Koncepcji Ekologicznych, przygotowany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) oraz Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR), w ramach którego zostaną stworzone warunki realizacji studiów, analiz i prac badawczo – rozwojowych w przedstawianym obszarze.

## 1. Zobowiązania do produkcji energii odnawialnej w perspektywie lat 2020, 2030, 2050

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Agencję Rynku Energii (ARE) produkcja energii elektrycznej netto wzrośnie w Polsce do 2030 r. do 193,3 TWh wobec 141,9 TWh w 2010 r., co oznacza wzrost o 36,3%. Udział węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej spadnie z 55% w roku bazowym do 21% na koniec okresu prognozy. Produkcja energii elektrycznej na bazie węgla brunatnego, wraz z zamykaniem istniejących elektrowni, nie będzie się zmniejszać, gdyż wycofywane jednostki są sukcesywnie zastępowane nowymi. Ilość energii elektrycznej wytwarzanej z gazu ziemnego wzrośnie w całym okresie prognozy, przede wszystkim w elektrociepłowniach, które uzyskają dodatkowe przychody z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia z kogeneracji gazowej. Dzięki temu udział tego paliwa w bilansie produkcji energii elektrycznej wzrośnie z 3% do 10%. Energia jądrowa pojawia się w strukturze produkcji energii elektrycznej w 2022 r., a jej udział w 2030 r. to 17%. Istotnym elemen-



tem zaprezentowanej przez ARE struktury jest produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w szczególności z elektrowni wiatrowych, których udział w bilansie wzrośnie z 1 do 10%.<sup>1</sup>

Unia Europejska przedstawiła dwie perspektywy rozwoju generacji odnawialnej, do roku 2020 i 2050. W perspektywie do roku 2020 cel 20% energii z generacji odnawialnej dla Unii, dzięki odpowiednim mechanizmom wsparcia, jest bliski osiągnięcia. Dla Polski ten cel to 15%. Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w roku 2020 wyniesie 169,3 TWh, zatem będziemy mieli obowiązek wytworzenia minimum 24,4 TWh energii ze źródeł odnawialnych. W perspektywie 2050 Unia ogłosiła dokument „Energy Road Map, 2050” w której założono, że w źródłach odnawialnych zostanie wytworzone w roku 2030 – 30%, a w roku 2050 – 55% energii elektrycznej zużytej przez odbiorców. Według tych założeń w Polsce zostanie wytworzone w 2030 – 65,2 TWh, a w roku 2050 – 154 TWh energii elektrycznej w źródłach odnawialnych.

## 2. Możliwości generacji odnawialnej w warunkach geograficznych Polski

Energia niekonwencjonalna nie zawsze jest energią odnawialną. Do niekonwencjonalnych źródeł energii, których zasoby są wyczerpywalne zalicza się wodór, magneto-hydro-dynamikę i ogniwa paliwowe. Z kolei odnawialne źródła energii to:

- biomasa – będąca najstarszym znanym źródłem energii,
- energia wody – dostarczająca światu około 20% elektryczności,
- energia wnętrza Ziemi – zwana też geotermalną,
- energia wiatru – wykorzystywana już przed 4 tysiącami lat,
- energia Słońca – trudna do akumulacji, lecz za to tysiącrotnie przekraczająca globalne zapotrzebowanie.

Raport Ministra Gospodarki z roku 2011, określający cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej na lata 2010 – 2019 wskazuje, że zapotrzebowanie na energię odnawialną zostanie zrealizowane głównie przez energię z wiatru (44,3%) i biomasy (46,5). Energia wodna to 9,2% a przewidywany udział energii fotowoltaicznej nie przekroczy 0,01%. Powyższe przedstawia tabela 1 opracowana na podstawie powyższego raportu.

**Tabela 1.** Oszacowanie łącznego wkładu (zainstalowana moc, produkcja energii elektrycznej brutto) przewidywanego dla każdej z technologii energii odnawialnej w Polsce w realizację wiążących celów na rok 2020 oraz orientacyjnego kursu<sup>2</sup>.

Rok	Jednostka	Energia wodna	Energia słoneczna	Energia z wiatru	Biomasa	Razem
2010	MW	952	1	1100	380	2433
	GWh	2279	1	2310	6028	10618
2011	MW	962	1	1550	450	2963
	GWh	2311	1	3255	7110	12678

<sup>1</sup> Raport przygotowany przez Agencję Rynku Energii na zamówienie Ministerstwa Gospodarki. Publikacja: 3 listopada 2011, Aktualizacja: 3 listopada 2011.

<sup>2</sup> Minister Gospodarki – Raport określający cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej na lata 2010 – 2019. Warszawa 2011 r.

Rok	Jednostka	Energia wodna	Energia słoneczna	Energia z wiatru	Biomasa	Razem
2012	MW	972	2	2010	720	3704
	GWh	2343	2	4308	8192	14845
2013	MW	982	2	2520	940	4444
	GWh	2375	2	5327	8774	16478
2014	MW	992	2	3030	1180	5204
	GWh	2407	2	6491	9438	18338
2015	MW	1002	2	3540	1530	6074
	GWh	2439	2	7541	9893	19875
2016	MW	1012	2	4060	1630	6704
	GWh	2471	2	8784	10348	21605
2017	MW	1022	3	4580	1780	7385
	GWh	2503	3	9860	11008	23374
2018	MW	1032	3	5110	1930	8065
	GWh	2535	3	11210	11668	25416
2019	MW	1042	3	5620	2230	8895
	GWh	2567	3	12315	12943	27828
Udział w 2019 roku	%	9,2	0,01	44,3	46,5	100,0

Po roku 2020 zasoby biomasy będą zagospodarowane i będzie konieczność większego wykorzystania energii wiatru i słońca.

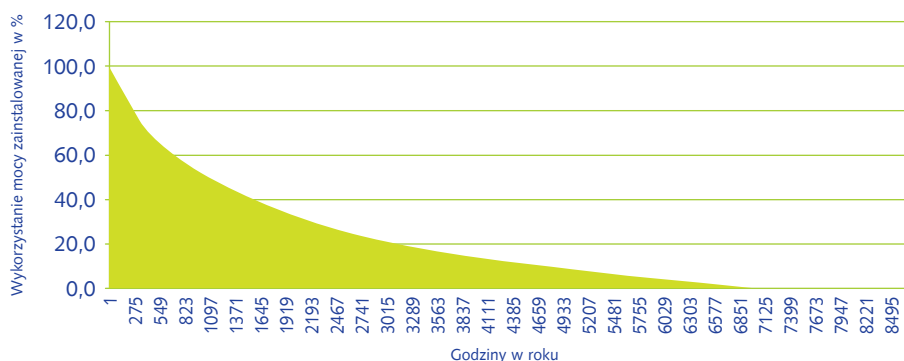
### 3. Wpływ generacji wiatrowej i fotowoltaicznej na system elektroenergetyczny

Produkcja energii w źródłach wiatrowych jak i fotowoltaicznych uzależniona jest od warunków pogodowych. Cechą charakterystyczną zasobów helioenergetycznych Polski jest ich wybitnie nierównomierne rozłożenie w ciągu roku: sezon letni gromadzi 23%, a półrocze letnie średnio 77% całorocznego promieniowania słonecznego. Jak wynika z danych przedstawionych w Tabeli 1 Ministerstwo Gospodarki nie przewiduje znaczącego rozwoju generacji fotowoltaicznej, bo zaledwie 0,001%. W związku ze wzrastającą sprawnością i należącymi kosztami ogniw fotowoltaicznych naukowcy przewidują znaczny rozwój tej energetyki<sup>3</sup>, ale wyzwaniem dla KSE będzie rozwój generacji pochodzącej z energii wiatru. Ministerstwo Gospodarki przewiduje, iż obok generacji energii z biomasy (46,5% w 2019 roku) głównym źródłem energii odnawialnej będzie energetyka zależna od warunków atmosferycznych (44,3% w 2019 roku) i wykorzystanie mocy zainstalowanej będzie bardzo ograniczone. Przykładowy rozkład produkcji energii elektrycznej w farmie wiatrowej pokazuje rysunek 1.

Farma wiatrowa jak i fotowoltaiczna pracuje z mocą zbliżoną do znamionowej (90%) zaledwie ok. 3% czasu w ciągu roku. System elektroenergetyczny musi być przygotowany do odbioru i przesyłania całej energii wytwarzanej w farmie. Ze względu na dużą korelację, polegającą na spójności pracy farm pod kątem generacji mocy czynnej w tym samym momencie czasu, pracujących w tym

<sup>3</sup> Prof. dr hab. Maciej Nowicki – „Nadchodzi era słońca”.

**Rysunek nr 1.** Wytwarzanie energii w farmie wiatrowej w skali roku



samym regionie, sieć musi być przygotowana do przesłania całej wytworzonej mocy. Na rysunku nr 2 przedstawiono przebieg pracy farm wiatrowych położonych w tym samym regionie w tym samym czasie w odniesieniu do ich mocy zainstalowanych.

**Rysunek nr 2.** Przebieg pracy farm wiatrowych Lisewo, Łęcz i Zdrada w tym samym czasie w odniesieniu do ich mocy zainstalowanych.



Korelacja między pobliskimi farmami kształtuje się w granicach 91,2% do 96,5%, a w farmach bardziej oddalonych w tym samym regionie geograficznym jest również bardzo wysoka i wynosi ok. 80%<sup>4</sup>.

W celu zachowania stabilności systemu wielkość generacji w źródłach dużej, słabo prognozowalnej zmienności, nie powinna przekraczać 50%. Wg scenariusza, jaki przedstawia PSE-Operator SA najbardziej prawdopodobna prognoza generacji ze źródeł wiatrowych w roku 2020 to 6650 MW, choć łączna moc farm wiatrowych, dla których zostały uzgodnione z OSD warunki przyłączenia to 9389,9 MW, a łączna moc farm wiatrowych, dla których zostały wydane przez OSP warunki przyłączenia i podpisane umowy o przyłączenie to 6423,7 MW, co łącznie stanowi ok. 16 GW. Organizacje skupiające przedsiębiorstwa działające w energetyce wiatrowej określają, jako realną w 2020, moc

<sup>4</sup> Grzegorz Widelski, Michał Bajor-Analiza jednoczesności generacji farm wiatrowych w Polsce – cel i wstępne rezultaty. II Konferencja przyłączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym, Warszawa 2012 r.

przyłączonych źródeł wiatrowych na poziomie 13057 MW<sup>5</sup>. Zapotrzebowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w okresach największej wietrzności waha się od 15 do 23 GW<sup>6</sup>.

Do sieci ENERGA-OPERATOR SA (stan na koniec 2011 roku) są przyłączone źródła wiatrowe o mocy 1600 MW oraz wydano warunki przyłączenia do sieci dla kolejnych o mocy 5500 MW. Wielkość zapotrzebowania na moc z tego regionu waha się od 1000 MW w nocy do 3000 MW w szczycie zapotrzebowania w okresach dużej wietrzności.

## 4. Możliwości magazynowania energii

W systemie elektroenergetycznym moc wytwarzana musi być zbilansowana mocą aktualnie odbieraną. W tym bilansie ukryte mogą być zasobniki energii elektrycznej, które mogą pełnić funkcję odbiorników (proces akumulowania energii) i funkcję źródeł energii (proces wykorzystywania zgromadzonej energii). W obecnych rozwiązaniach, wystąpienie nadmiernego zapotrzebowania w szczycie lub nadmiernej generacji ze źródeł odnawialnych (głównie wiatrowych) w warunkach minimalnego zapotrzebowania może wymusić odpowiednio wyłączenie odbiorców lub ograniczenie generacji ze źródeł odnawialnych. Są to działania niepożądane i akceptowalne jedynie w warunkach bezpośredniego zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu. Warto zatem poszukiwać nowych rozwiązań zwiększających elastyczność systemu i ograniczających częstość i skalę występowania zagrożeń tego typu.

Jednym z rozwiązań tych problemów mogą być lokalne obszary bilansowania, obejmujące nowe możliwości w zakresie zarządzania popytem i magazynowania energii, oparte na rozwiązaniach technicznych z obszaru sieci inteligentnych, zapewniających niezbędny poziom obserwowalności i sterowalności wybranego obszaru sieci. Lokalny Obszar Bilansowania to wydzielona logicznie część systemu dystrybucyjnego, w którym jest realizowane bieżące równoważenie wytwarzania z zapotrzebowaniem w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i poprawy efektywności wykorzystania energii, charakteryzujący się zdolnością do pracy wyciszonej i możliwością podjęcia pracy synchronicznej z systemem elektroenergetycznym. Koncepcja lokalnych obszarów bilansowania łączy w sobie nowy rodzaj usług systemowych realizowanych w obszarze sieci dystrybucyjnej, z nowymi rozwiązaniami technicznymi z obszaru wytwarzania, magazynowania i sterowania siecią dystrybucyjną.

Od strony technicznej lokalny obszar bilansowania można określić jako zbiór urządzeń wytwarzających energię elektryczną (w tym z obszaru generacji rozproszonej), urządzeń służących magazynowaniu energii elektrycznej i urządzeń odbiorczych, które są połączone z siecią i urządzeniami sterującymi, umożliwiającymi autonomiczne zarządzanie takim zbiorem. Sieci tego typu mogą obejmować w zakresie źródeł wytwórczych zarówno urządzenia stanowiące odnawialne źródła energii, jak i źródła konwencjonalne.

Przyszłość smart-grid winna obejmować wszystkie opcje generacji i magazynowania. Inteligentne opcje magazynowania z inwerterami mogą skutecznie zarządzać źródłami o pracy nieciągłej i fluktuacją napięcia, wyrównywać przebieg obciążenia, przemieszczając obciążenia ze strefy szczytowej, poszerzać margines stabilności oraz polepszać jakość energii. Ważnym elementem działań OSD będą zadania związane z przygotowaniem infrastruktury i funkcjonowaniem tak zwanych elektrowni wirtualnych VPP (ang. *Virtual Power Plant*) obejmujących także magazyny energii. Zastosowanie magazynów energii jest korzystne z wielu powodów. Przede wszystkim istnienie magazynów umożliwia gromadzenie energii w okresach, kiedy jest jej nadmiar w systemie i wykorzystanie jej w okresie deficytu energii. Poza tym magazyn energii może stanowić źródło rezerwy interwencyjnej w czasie nieplanowanych zmian generacji i/lub obciążenia, a nawet w czasie awarii sieciowej czy systemowej. Dołączone do sieci OSD rozproszone zasobniki, magazynujące energię i współpracujące ze źródła-

<sup>5</sup> Cezary Szwed – Rozwój odnawialnych źródeł energii – oczekiwania i możliwości. II Konferencja Przyłączenie i współpraca z OZE z systemem elektroenergetycznym, Warszawa, 21-22 marca 2012 r.

<sup>6</sup> <http://www.pse-operator.pl>

mi dołączonymi do sieci średniego i niskiego napięcia, poprawiają bezpieczeństwo dostaw energii do odbiorców.

Zastosowanie magazynów energii elektrycznej (ściślej energii do produkcji energii elektrycznej) może być bardzo korzystne z wielu powodów. Przede wszystkim istnienie zasobników umożliwia gromadzenie energii w okresach, kiedy jest jej nadmiar w systemie i wykorzystanie jej w okresie deficytu energii. Poza tym zasobnik energii może stanowić interwencyjne źródło w czasie awarii lub w czasie nagłych wzrostów obciążenia, a nawet służyć, jako źródło rozruchowe konwencjonalnych elektrowni cieplnych w okresie awarii typu *blackout*.

Magazynowanie energii realizowane w zasobnikach instalowanych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) trzeba też rozpatrzyć z punktu widzenia ich wielkości. Można budować ogromne zasobniki systemowe dołączone do sieci przesyłowej. Można też instalować mniejsze, pracujące w rozproszeniu, dołączone do sieci dystrybucyjnej, a także współpracujące ze źródłami dołączonymi do sieci średniego i niskiego napięcia. Jako zasobniki energii elektrycznej w KSE można rozpatrywać wszelkie instalacje mogące magazynować dowolną postać energii, czyli zamieniać energię elektryczną na inny rodzaj energii, którą w pożądanym momencie mogą oddać do KSE w postaci energii elektrycznej. Jako zasobniki energii elektrycznej można rozpatrywać:

- elektrownie szczytowo-pompowe;
- zasobniki ze sprężonym powietrzem;
- energię kinetyczną wirujących mas;
- nadprzewodzące układy cewek;
- kondensatory;
- akumulatory chemiczne;
- wodór i ogniwa paliwowe.

Możliwości budowy zasobników szczytowo-pompowych są uzależnione od ukształtowania terenu i od lokalnych warunków hydrologicznych. Dlatego możliwości ich powszechnego stosowania są ograniczone. Ale jeśli warunki na to pozwalają, to elektrownia szczytowo-pompowa jest najlepszym rozwiązaniem na gromadzenie energii elektrycznej.

W zasobnikach ze sprężonym powietrzem (ciśnienie dochodzące do 100 atm) wykorzystuje się naturalne zbiorniki podziemne (kopalnie, grotty, jaskinie). Zbiornik o pojemności 300 000 m<sup>3</sup> w praktyce pozwala na pracę turbiny o mocy 290 MW do 3 godzin, a zbiornik o objętości 5 320 000 m<sup>3</sup> umożliwia pracę turbiny 110 MW przez 26 godzin. Sprawność takich zasobników dochodzi do 85%<sup>7</sup>. Możliwości realizacji są uzależnione od istnienia obszernych podziemnych zbiorników o odpowiedniej szczelności. Dodatkowymi problemami są zmiany temperatury powietrza podczas sprężania i rozprężania powietrza.

Wirujące koła mogą być użytkowane jako źródła rozproszone o ograniczonej energii. Mają one możliwość oddawania bardzo dużej mocy, ale w krótkim czasie. Na przykład jednostka gromadząca energię 250 kWh może przez 4 min wydawać moc 2,5 MW przy czasie reakcji poniżej 5 s. Mogą więc one służyć jako źródła rozproszone o dużej chwilowej przeciążalności.

Nadprzewodzące układy cewek wykorzystują energię zgromadzoną w polu magnetycznym. Do magazynowania energii elektrycznej może służyć kondensator. Kondensator ma tę przewagę nad nadprzewodnikowym zasobnikiem energii, że jego instalacja jest niezwykle prosta. Nie wymaga dodatkowych urządzeń w postaci układów chłodzenia niezbędnych w instalacjach nadprzewodzących. Kondensatory szczególnie nadają się do sieci prądu stałego np. sieci trakcyjnej. Poza tym bardzo korzystna jest współpraca równoległa kondensatora z akumulatorem. Krótkotrwałe silne przeciążenia przejmuje kondensator, nie dopuszczając do nagłych wzrostów prądu rozładowania akumulatora.

<sup>7</sup> Barancki A.: Zasobniki energii. "Wiadomości Elektrotechniczne", nr 7-6, 2004, s. 25-29

ra. Systemy z bateriami akumulatorów dają możliwość użytkowania stacjonarnego oraz mobilnego. Wodór, jako podstawowe paliwo do ogniw paliwowych, stwarza pewne problemy z jego otrzymaniem, transportem i magazynowaniem, ale w miarę postępu technologicznego wodór może stać się jednym z podstawowych źródeł pierwotnych do wytwarzania energii elektrycznej w systemach rozproszonych i do zasilania pojazdów z napędem elektrycznym.

Energia elektryczna może być wytwarzana (magazynowana) w dużych jednostkach centralnych lub w wielu małych jednostkach, które mogą być sklasyfikowane jako jednostki rozproszone. Umieszczenie magazynów energii w pobliżu odbiorców może zwiększać ich świadomość dotyczącą użytkowania energii, wpływu na środowisko i w konsekwencji kształtować podejście energooszczędne i proekologiczne. Wytwarzana moc jest odbierana bezpośrednio przez tych odbiorców, więc maleją straty przesyłowe. Obniżone są koszty rozbudowy infrastruktury sieciowej. Zostają zredukowane ograniczenia sieciowe. Decentralizacja ogranicza też potencjalne skutki awarii dużych jednostek.

---

## 5. Magazynowanie energii – działalność odbiorcza, wytwórcza, obrotowa czy potrzeby własne KSE?

Magazynowanie energii wiąże się z jej poborem z KSE. Wówczas magazyn jest odbiornikiem. Dostarczana do niego energia, jak do każdego odbiorcy, jest sprzedawana przez przedsiębiorstwo obrotu, posiadające koncesję na obrót energią i obłożona podatkami, kosztami zakupu świadectw pochodzenia itp. Dostarczana energia podlega również opłacie za usługę dystrybucyjną i związaną z nią opłatą jakościową i przejściową. Rozładowanie magazynu wiąże się z wytwarzaniem energii elektrycznej, zatem podmiot prowadzący magazyn powinien mieć koncesję na wytwarzanie energii. Podmiot ten powinien znaleźć nabywcę na tę energię. Działalność magazynów energii na wolnym rynku energii będzie wiązała się wysokimi kosztami oraz ograniczeniami w swobodzie dysponowania nimi. Stracą swoją podstawową zaletę dyspozycyjności.

Aby magazyny energii zachowały swoją dyspozycyjność powinny być zarządzane przez operatorów systemów elektroenergetycznych lub systemów połączonych rozumianych jako operator systemu przesyłowego i magazynowania energii oraz operator systemu dystrybucyjnego i magazynowania energii. Wówczas działalność magazynów energii byłaby traktowana jako potrzeby własne KSE i zakup energii traktowany byłby jako zakup na potrzeby własne i pokrycie strat.

Takie podejście wymagałoby zmian w prawie oraz zasad funkcjonowania Rynku Energii. Należałoby powołać, wzorem prawa dla systemu gazowego, operatorów systemów magazynowania energii elektrycznej lub operatora połączonego systemu elektroenergetycznego i magazynowania energii.

---

## 6. Podsumowanie

Operatorzy sieci dystrybucyjnej staną się w dużej mierze się koordynatorami aktywności energetycznej podmiotów przyłączonych do sieci, pomagając podzielić się nadwyżkami energii w sposób efektywny i najbardziej korzystny, a tym samym przyczynią się do realizacji głównych celów polityki energetycznej państwa.

Dynamiczny rozwój generacji rozproszonej w tym głównie OZE, przyłączanej do sieci dystrybucyjnej będzie miał istotny wpływ na funkcjonowanie OSD. Ten kierunek rozwoju systemu w powiązaniu z nowymi możliwościami i wyzwaniem wynikającymi z wdrażania rozwiązań w zakresie sieci inteligentnych mogą być czynnikami stymulującymi nową rolę i zadania OSD.

Zrealizowanie scenariuszy rozwoju generacji w źródłach dużej, słabo prognozowalnej zmienności, dla zachowania stabilności KSE, będzie wymagało utrzymania wszystkich węglowych źródeł wytwórczych a także budowy źródeł nowych (węglowych, jądrowych), stabilizujących pracę systemu. Z punktu

widzenia rozwoju energetyki wiatrowej szczególnie niekorzystny jest rozkład lokalizacyjny obecnych źródeł węglowych. Ze względu na warunki atmosferyczne, największy rozwój energetyki wiatrowej jest na północy kraju, a źródła węglowe zlokalizowane są głównie w części centralnej i południowej, co wymaga również budowy linii przesyłowych.

Rozwiązaniem tego problemu może być budowa magazynów energii powiązana z budową źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Magazyny energii ograniczą wpływ zmienności pracy źródeł na sieć i posłużą do stabilizacji pracy KSE.

W dobie rozwoju wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o źródła odnawialne oraz uwzględniając krzywą dobowego obciążenia KSE, zastosowanie zasobników energii umożliwi rozwój generacji w źródłach odnawialnych, szczególnie pochodzącej z energii wiatru i słońca. Pozwoli również na budowę elektrowni wirtualnych i tworzenie lokalnych obszarów bilansowania. Poprawi efektywność pracy KSE, ponieważ złagodzeniu ulegnie krzywa obciążenia dobowego przy możliwości zwiększania obciążalności w dolinie nocnej, zmaleją straty przesyłowe, zwiększy się niezawodność dostaw energii elektrycznej. W stanach awaryjnych odpowiednio dobrane zasobniki mogą pełnić rolę źródeł interwencyjnych w odpowiednio długim czasie.

Dotyczy to szczególnie obszaru działania ENERGA-OPERATOR SA, ze względu na dynamiczny rozwój generacji wiatrowej związanej z warunkami atmosferycznymi, budowa do roku 2020 źródeł stabilizujących o wielkości kilkuset MW może być konieczna.

W związku z tym, że moc oddawana z magazynu może znacznie różnić się od mocy dostarczanej w okresie ładowania, należy dokładnie zbadać wpływ magazynu na pracę sieci zarówno w okresie ładowania, jak i w okresie pracy źródłowej. O ostatecznym doborze rodzajów magazynów, ich liczby, stopniu rozproszenia, miejscu zainstalowania powinna zdecydować odpowiednia analiza techniczno-ekonomiczna.

Uznając niezastąpioną rolę inteligentnego magazynowania dla stabilnej, bezpiecznej i niezawodnej eksploatacji sieci inteligentnych należy zapewnić zachęty, zawarte w polityce energetycznej państwa, które winny przyspieszyć rozwój technologii magazynowania.

Tworzenie wirtualnych elektrowni i budowa inteligentnych sieci, a z nimi magazynów energii, jako przedsięwzięcia nowatorskie, wiążą się z kosztami przekraczającymi możliwości finansowe operatorów systemu dystrybucyjnego. Z drugiej strony wdrażane rozwiązania przynieść mogą szereg korzyści dla uczestników rynku, a przede wszystkim odbiorców energii. Dlatego też istnieje pilna potrzeba zapewnienia OSD i innym podmiotom (uczestniczącym w procesie tworzenia nowej wizji funkcjonowania sieci dystrybucyjnych) systemów wsparcia w celu intensyfikacji niezbędnych działań.

Jedną z konkretnych propozycji w tym zakresie jest Program GEKON – Generator Koncepcji Ekologicznych, przygotowany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFO-SiGW) oraz Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR), w ramach którego zostaną stworzone warunki realizacji studiów, analiz i prac badawczo – rozwojowych w przedstawianym obszarze.

Nota o autorze

**Mieczysław Wrocławski**, inż. elektryk. Staż pracy w energetyce – 40 lat, obecnie zastępca Dyrektora Departamentu Innowacji w ENERGA OPERATOR SA. Wykształcenie: GFKM – Studia MBA – 2007; Politechnika Warszawska – studia podyplomowe – Energetyka Polska w Unii Europejskiej – 2003; Politechnika Śląska – studia podyplomowe – Strategia przedsiębiorstw energetycznych i wielkich odbiorców – 1999; Politechnika Gdańska – studia inżynierskie – 1977.



# Inteligentne sieci energetyczne





# Amsterdam: kształtowanie modelu inteligentnego miasta przy udziale wytwarzania rozproszonego (studium przypadku)

Mirosław Pytliński

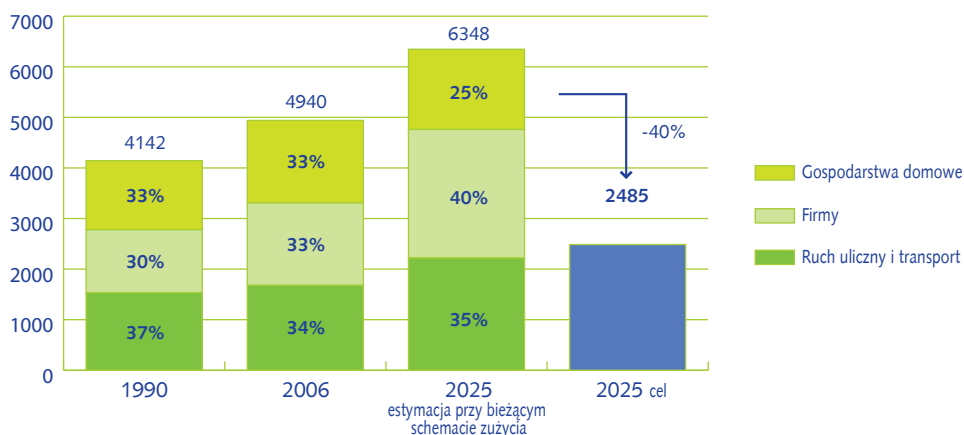
**Streszczenie.** Artykuł, na przykładzie projektu inteligentnego miasta Amsterdam, demonstruje, jak można wykorzystać źródła wytwórcze rozproszone (w tym przypadku farmy wiatrowe) jako element programu mającego na celu znaczącą poprawę efektywności systemu energetycznego. Powiązanie podaży pochodzącej ze źródeł rozproszonych z nowoczesną technologią w zakresie budowy inteligentnych sieci oraz aktywnego zarządzania podażą, wymaga stworzenia otwartej platformy komunikacji między uczestnikami programu. Doświadczenie z realizacji projektu potwierdza szanse efektywnego wykorzystania energetyki rozproszonej, ale również wskazuje na wyzwania: potrzebę poniesienia nakładów na nowoczesną technologię, uzgodnienia ról podmiotów prywatnych i publicznych w realizacji zadań jak również edukacji społeczeństwa w celu zmiany podejścia do konsumpcji energii elektrycznej.

## 1. Wprowadzenie

### Energetyczne założenia Amsterdamu

Energetyka jest branżą, w której w ciągu najbliższych kilku lat będziemy świadkami zastosowania nowoczesnych rozwiązań technologicznych w skali dotychczas niespotykanej. Zmiany te wpłyną nie tylko na sposób funkcjonowania samego sektora, ale przełożą się także na nowe podejście do zarządzania infrastrukturą miejską, a więc i sposób funkcjonowania miasta. Inteligentne budynki umożliwiają kontrolę nad sposobem ich wykorzystania przez mieszkańców (np. w zakresie oświetlenia, temperatury), pojazdy elektryczne zmieniają zasady komunikacji w miastach, a projekty, dotyczące wykorzystania odnawialnych źródeł energii, wpłyną na to, co wyrzucamy jako konsumenci.

Ryc. 1. Redukcja dwutlenku węgla do 2025 roku



Źródło: Accenture

Jednym z pionierów wdrożenia kompleksowego programu nowoczesnych technologii w zakresie infrastruktury miejskiej i energetycznej w Europie jest Amsterdam. Projekt powstał przy współpracy władz miasta Amsterdam oraz spółek komunalnych (m.in. Alliander, Amsterdam Innovation Motor) i komercyjnych, przy wsparciu mieszkańców miasta. Projekt jest także częściowo dofinansowany z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. Głównym celem projektu jest opracowanie i wdrożenie programów mających za zadanie:

- redukcję emisji dwutlenku węgla o 40% do 2025 roku w porównaniu z 1990,
- wykorzystywanie 20% energii elektrycznej z odnawialnych źródeł do 2025 roku,
- redukcję emisji dwutlenku węgla o 75% do roku 2040 z dalszą pracą uniezależnienia się od paliw kopalnianych po 2040 roku.

## 2. Inteligentne miasto Amsterdam

Dla efektywnego wdrażania inwestycji, projekt Amsterdam Smart City został podzielony na następujące obszary działań: zrównoważone życie, zrównoważona praca, zrównoważona przestrzeń publiczna oraz zrównoważony transport. Obszar zrównoważonego życia obejmuje działania takie jak: zmniejszenie emisji dwutlenku węgla poprzez programy mające na celu zwiększanie świadomości zachowania mieszkańców. Kluczowym elementem tych działań jest zróżnicowanie kosztów energii elektrycznej w zależności od bilansu popytu i podaży (dzięki inteligentnym sieciom energetycznym). Obszar zrównoważonej pracy związany jest z redukcją dwutlenku węgla generowanego przez przedsiębiorstwa, poprzez zwiększanie efektywności i adoptowanie technologii w takich projektach jak: „inteligentny budynek”. Obszar zrównoważonej przestrzeni publicznej obejmuje instalowanie energooszczędnego oświetlenia, a zrównoważony transport – zmniejszanie emisji dwutlenku węgla poprzez zwiększanie liczby pojazdów o zmniejszonej lub zerowej emisji (pojazdy elektryczne) i zmianę dotychczasowych zachowań i przyzwyczajeń kierowców (np. ograniczania częstotliwości wjazdu do centrum miasta).

W praktyce założenia realizowane są poprzez system projektów pilotażowych. W ramach jednego z nich, ponad 1300 domów mieszkalnych oraz wszystkie komunalne budynki zostały wyposażone w inteligentne liczniki, a ich użytkownicy zostali zaangażowani w inicjatywy mające na celu zmianę ich profilu zużycia energii. Uzupełnieniem projektu są 73 lądowe podłączenia zasilające dla statków w Porcie Amsterdam, dzięki temu wdrożeniu mogą korzystać z miejskiej sieci elektrycznej podczas postoju w porcie, zamiast wykorzystywać tradycyjne generatory prądu znajdujące się na pokładzie statków, które zanieczyszczają powietrze. W ramach innego pilotażu zaplanowano budowę 100 terminali służących zasilaniu elektrycznych pojazdów w centrum miasta, jak również zastosowanie energooszczędnych technologii w jednym z dużych biurowców w Amsterdamzie. Głównym celem koncepcji tego „inteligentnego budynku” jest optymalizacja zużycia energii poprzez ciągłe analizowanie danych dotyczących zużycia energii na ogrzewanie, oświetlenie, klimatyzację i systemy bezpieczeństwa.

Celem pilotażowych programów jest m.in. znalezienie najlepszych praktyk wykorzystania inteligentnych sieci, w tym połączenia z programami zastosowania odnawialnych źródeł energii. Mechanizmem wspierającym wdrażanie inteligentnego miasta jest otwarta platforma komunikacji, gwarantująca funkcjonalność inteligentnej infrastruktury, która pozwala na optymalne zarządzanie zasobami. Platforma ta pozwala na wymianę danych i informacji pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w projektach dotyczących: konstrukcji budynków, zarządzania zasobami naturalnymi, transportu, opieki zdrowotnej, bezpieczeństwa, gospodarki odpadami, edukacji i kultury i administracji publicznej.

Od strony informatycznej – platforma funkcjonuje na zasadzie centralnego ośrodka wymiany danych, gdzie przepływ informacji odbywa się automatycznie dzięki usystematyzowanemu procesowi przesyłania i analizowania danych. Jako źródła mogą posłużyć bazy danych instytutów naukowo-badawczych i organizacji komercyjnych. Rozwiązanie może być z powodzeniem stosowane w kolejnych projektach typu „*smart – city*”.

Otwarta platforma komunikacji.



Źródło: Accenture

Seria projektów pilotażowych w Amsterdamie wskazuje, iż budowa sieci inteligentnych oraz rozproszonych źródeł energii odnawialnej pozostaje w ścisłej zależności. Z jednej strony, aby działać efektywnie, rozproszona generacja (w tym OZE) jako źródło „nieciągłe”, potrzebuje elastycznego podłączenia do sieci przesyłowej. Z drugiej strony, systemy oparte o inteligentne sieci oferują większą elastyczność w zakresie dopasowania podaży do popytu.

### 3. Rozproszone wytwarzanie a inteligentne sieci energetyczne

W kręgu zainteresowania projektu budowy inteligentnego miasta znajdują się wszystkie podsektory energetyki:

- wytwarzanie – rozproszone źródła, którymi w przypadku Amsterdamu są przede wszystkim zlokalizowane wokół miasta farmy wiatrowe,
- przesył – ograniczenie roli przesyłu, głównie dzięki zapewnieniu bliskości źródeł podaży do popytu,
- dystrybucja – wykorzystanie inteligentnej sieci jako narzędzia bilansującego fluktuacje w poziomie zarówno dostarczanej energii przez źródła rozproszone, wymuszającego źródła kompensacyjne, jak również sterującego poziomem zużycia energii przez miasto,
- konsumpcja – optymalizacja zużycia energii oparta na aktywnych mechanizmach zarządzania popytem (DSM).

Program inteligentnego miasta Amsterdam objął swoim zakresem całość łańcucha energetycznego, dzięki czemu możliwe jest potwierdzenie tezy o korzyściach związanych z równomiernym inwestowaniem w źródła rozproszone oraz inteligentne sieci.

#### 3a. Sieć inteligentna jako narzędzie do zarządzania podażą ze źródeł rozproszonych

Generacja rozproszona w przypadku miasta Amsterdam to źródła odnawialne oraz komunalne. Holandia mająca tradycję budowy wiatraków (posiada ok. 1000 tradycyjnych wiatraków zbudowanych

podczas ostatnich 400 lat) jest krajem klimatycznie przyjaznym tym źródłom energii. Udział energii odnawialnej w zasilaniu Amsterdamu szacowany jest obecnie na ok. 5-6% przy docelowym planie 20%. Obecnie wg [www.thewindpower.net](http://www.thewindpower.net) w sąsiedztwie Amsterdamu zlokalizowane są źródła o łącznej mocy 77.4 MW będące w stanie wytworzyć 193 GWh energii elektrycznej rocznie (przy założeniu pracy *full load* 2500 h/rok).

Dodatkowo, oprócz farm wiatrowych niektóre dzielnice Amsterdamu korzystają z lokalnych źródeł spalających biomasę, dzięki czemu są w stanie zaspokoić od 50% do 90% zapotrzebowania na energię elektryczną.

Docelowo planuje się rozbudowę farm wiatrowych w promieniu poniżej 100 km od Amsterdamu tak, aby były one w stanie zaspokoić potrzeby 900 000 mieszkańców. Uzyskanie większego udziału źródeł odnawialnych pracujących w sposób przerywany wymaga zastosowania inteligentnej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Operator systemu dystrybucyjnego musi być w stanie elastycznie przyjąć energię generowaną niezależnie od chwilowego popytu, przekierować nadwyżki do systemu przesyłowego, a także uruchomić źródła kompensacyjne w przypadku przerw w dostawie. Oznacza to potrzebę dostosowania systemu, przy niewielkim wsparciu progностycznym, gdyż sprawdzalność prognoz pogodowych waha się między 60% a 80%. Dzięki projektowi inteligentnego miasta Amsterdam możliwa jest analiza informacji o zużyciu energii w podziale na pojedynczych odbiorców zarówno po typie, jak i lokalizacji czy profilu zużycia. Bilansowaniem popytu i podaży objęte są również dodatkowe podmioty, takie jak statki w porcie, które zostały do tej sieci podłączone. Dzięki wyważonemu rozwojowi sieci i generacji rozproszonej uniknięto trudności napotykanych w innych regionach Unii Europejskiej, gdzie na przykład przy 7,5% poziomie wykorzystania OZE w portfelu wytwórczym nieefektywności sieci wymuszają ograniczanie dostępu lub nawet chwilowe odłączenie farm wiatrowych, co obliuguje państwo do wypłat odszkodowań. W efekcie moc OZE nie jest wykorzystywana w pełni, a budżet jest narażony na dodatkowe obciążenia. W Amsterdamie zarówno sektor publiczny, jak i prywatny są głęboko zainteresowane zrównoważonym rozwojem strony sieci i generacji, bo tylko taki gwarantuje optymalne zwroty z inwestycji i brak dodatkowych kosztów budżetowych.

Powyzsza zależność może mieć kluczowe znaczenie dla polskiej energetyki, gdyż mimo iż krajowy udział rozproszonych źródeł wytwarzania nie jest wysoki (z całości OZE 8% w generacji energetyka wiatrowa i biomasa stanowią mniej niż 2%), to głównym ograniczeniem nowych inwestycji są niekorzystne zapisy w pakiecie ustaw energetycznych w zakresie przyłączy (wymagany miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego ogranicza uzyskanie warunków przyłączenia do sieci przez mniejszych inwestorów) oraz istniejące zdolności przyłączeniowe. Wzrost może zostać zahamowany przez brak elastycznych sieci przesyłowych zdolnych przyjąć nowe moce. Wprowadzenie mocy z OZE do krajowego systemu energetycznego wymaga zmiany po stronie sieci najwyższych napięć. W tym zakresie realizacja planu rozwoju sieci przesyłowej wymaga nowych rozwiązań dla strukturalnych inwestycji liniowych (tzw. ustawy o korytarzach przesyłowych).

Polska zajmuje siódme miejsce na świecie pod względem rocznej stopy przyrostu potencjału mocy z OZE i według prezesa Instytutu Energetyki Odnawialnej Grzegorza Wiśniewskiego, w 2012 r. nowa moc zainstalowana z elektrowni wiatrowych powinna wynieść ok. 500 MW. Pomimo potencjalnych zmian w ustawie (ograniczenie świadectw pochodzenia tylko dla energii sprzedawanej po cenie nie wyższej niż gwarantowana), to utrzymany nawet w okrojonym kształcie system wsparcia pozostawia stabilne warunki inwestowania, eliminując ryzyko krótkookresowej fluktuacji cen. W związku z tym spodziewane osiągnięcie wskaźnika ok. 10.6% w 2015 roku (udziału mocy zainstalowanych w elektrowniach wiatrowych w całkowitej mocy w krajowym systemie energetycznym) wydaje się być realistyczne.

### 3b. Sieć inteligentna jako narzędzie do zarządzania popytem

W kolejnych etapach rozwoju sieci inteligentne, powiązanie z sieciami domowymi (*Home Area Network*), nie tylko umiejętnie „przełączą” podaż na inne źródła, ale także będą wpływać na krzywą

popytu, tj. doprowadzą do obniżenia lub przesunięcia części popytu w dół. W efekcie całkowity profil konsumpcji może być bardziej przewidywalny i szybciej reagować na bodźce wywołane przez mechanizm aktywnego zarządzania popytem, które to bodźce z kolei będą wynikiem jej bilansowania z dostępną w danej chwili mocą. Przykładowo: o cenie 1 kWh może decydować nie tylko poziom całkowitego zużycia miasta, ale także wolumen energii dostępnej dzięki chwilowej sile wiatru. Docelowo możliwe jest zautomatyzowanie tego procesu (np. przy niskiej sile wiatru urządzenia podpięte pod sieć domową mogą być wyłączane nawet bez zaangażowania osób będących np. w tym czasie poza domem; w mieście mogą być w ten sposób wyłączane np. ozdobne iluminacje świetlne, natomiast w przypadku samochodów – proces ładowania baterii samochodów uruchamiany jest, gdy generatory wiatrowe dostarczają więcej energii), co może się przyczynić do zwiększenia udziału wiatrowych źródeł rozproszonych w całościowym bilansie miasta i zmniejszenia udział źródeł tradycyjnych (np. „czarnych”). Powyższa kompensacja dostosowująca pośrednio popyt do podaży jest ważna dla krajów takich jak Holandia, gdzie ukształtowanie terenu nie pozwala na budowę elektrowni szczytowo-pompowych, które w innych państwach są uruchamiane w celu zbilansowania popytu i podaży w szczycie.

---

## Wnioski

Doświadczenia miasta Amsterdam pozwalają nam określić szereg warunków i sił, które niezbędne są do sukcesu podobnego programu. W obszarze energetyki jednym z głównych czynników sukcesu wdrożenia jest opisany wyżej równomierny rozwój na każdym etapie energetycznego łańcucha wartości, wsparty przez: konsensus polityczny, zaangażowanie sektora prywatnego i obywateli miasta. Ponadto, niezmiernie istotne jest wyznaczenie konkretnych celów i terminów dla organów municipalnych, a następnie umiejętne zarządzanie podczas ich realizacji. W krótkim okresie odpowiednia koordynacja może usprawnić interesy i podział ryzyka między partnerami publicznymi i prywatnymi. W dłuższej perspektywie, większą rolę odgrywa polityka regulacyjna i bodźce natury ekonomicznej, które przekładają się zarówno na strategię przedsiębiorstw energetycznych, jak i na zachowanie mieszkańców.

Amsterdam jest członkiem Inteligentnej Sieci Miast (Accenture Intelligent City Network). Sieć zrzesza władze miast i obiekty użyteczności publicznej na całym świecie, które zobowiązały się do wdrażania inteligentnych sieci energetycznych. Członkowie tej sieci wymieniają się swoim zdobytym doświadczeniem i wiedzą w zakresie planowania, wyzwań i korzyści. W ramach sieci w ciągu ostatnich trzech lat zostało wdrożonych ponad 40 projektów związanych z inteligentnymi sieciami energetycznymi w 15 krajach na świecie, w tym Smart Grid City Boulder w Kolorado, gdzie redukcja zużycia poziomu energii w szczycie osiągnęła 30%, czy też uruchomienie inteligentnej infrastruktury przesyłowej w Wielkiej Brytanii na zlecenie brytyjskiego Departamentu Energii i Zmian Klimatu.

Doświadczenia wyniesione z powyższych działań są pomocne w określeniu podstawowych tez dotyczących rynku polskiego:

- Źródła rozproszone mogą częściowo zastąpić źródła zawodowe, które będą wycofywane ze względu na dyrektywę LCP. Przykłady z rejonu Morza Bałtyckiego wskazują, iż osiągnięcie 20% udziału jest realne (przykładem może być Dania z 22% udziałem).
- W miarę zwiększenia udziału rozproszonych źródeł energii niezbędny jest równoległy rozwój inteligentnych sieci, szczególnie w sytuacji, gdzie duża część planowanych źródeł będzie skoncentrowana na obszarze Polski północnej, gdzie sieć – ze względu na mniejszą liczbę elektrowni zawodowych oraz ośrodków zurbanizowanych – jest nieco słabiej rozwinięta.
- Konieczny jest konsensus publiczno-prywatny z uczciwym podziałem odpowiedzialności, kosztów i zysków między podmiotami komunalnymi, firmami dystrybucyjnymi (inwestycje w sieci jako działalność monopolistyczna podlega regulacji URE) oraz spółkami energetycznymi (źródła rozproszone w dużej mierze są budowane przez podmioty prywatne).

- Efekty będą widoczne, gdy oprócz rozwoju infrastruktury uruchomione zostaną działania mające na celu aktywne zarządzanie popytem, w tym kampanie społeczne na rzecz zwiększenia świadomości, wdrożenie zróżnicowanych produktów energetycznych, jak również systemów automatycznie dostosowujących indywidualne zużycie do warunków oferowanych przez sprzedawcę energii.

#### Nota o autorze

**Mirosław Pytliński** jest absolwentem Szkoły Głównej Handlowej, Wydziału Handlu Zagranicznego oraz Studiów MBA University of Minnesota. Od początku kariery był związany z branżą paliwowo – energetyczną. Pracował w koncernie Exxon i ExxonMobil, gdzie zajmował się przygotowaniem procesów inwestycyjnych oraz zarządzaniem sprzedażą. Następnie przez 12 lat był zatrudniony w firmie doradczej Accenture. Jako odpowiedzialny za obszar Management Consultingu dla branży paliwowo – energetycznej współpracował z międzynarodowymi, jak również polskimi koncernami.

# Inteligentne sieci, czyli energetyka w społeczeństwie informacyjnym

Mariusz Swora

**Streszczenie.** W opracowaniu poświęconym ochronie prywatności w inteligentnych sieciach Autor przedstawia wyzwania stojące przed przedsiębiorstwami energetycznymi w świetle zasad funkcjonowania społeczeństwa informacyjnego. W Stanach Zjednoczonych wymiana liczników, łącząca się z otwarciem dwustronnej komunikacji pomiędzy takimi przedsiębiorstwami a odbiorcą końcowym stała się u podstaw akcji obywatelskich. W efekcie przyjęto m.in. rozwiązania, które mają zapewnić wysoki poziom ochrony prywatności już przy projektowaniu systemów inteligentnego opomiarowania oraz możliwość wyboru licznika (*opt out*). Również w Europie kształtują się rozwiązania mające chronić w ten sposób dane osobowe. Autor argumentuje, że zagrożeniom bezpieczeństwa w inteligentnych sieciach można przeciwdziałać intensyfikując działania na rzecz cyberbezpieczeństwa i ochrony danych odbiorców, zgodnie z zasadami *data protection by design* i *data protection by default*.

## Wstęp

Wdrożenie technologii składających się na inteligentne sieci ma prowadzić do realizacji rozmaitych celów takich jak choćby zwiększenie efektywności energetycznej i rozwój generacji rozproszonej poprzez łatwiejszą jej integrację w systemie elektroenergetycznym. Dwustronna komunikacja wprowadzona na różnych poziomach pracy sieci energetycznej ma ułatwić przyłączanie, zarządzanie siecią, otworzyć ją na aktywnego odbiorcę (*prosumenta*). Wdrażając system inteligentnych sieci, energetyka wchodzi w świat wirtualny, w którym otwiera ważny kanał komunikacyjny z odbiorcą, co oprócz szans niesie ze sobą również zagrożenia. Te ostatnie sprowadzają się przede wszystkim do możliwych naruszeń bezpieczeństwa cybernetycznego oraz prawa do prywatności. Niniejsze opracowanie dotyczy tego drugiego aspektu. Jego autor wychodzi z założenia, że potencjalne zagrożenia dla sfery prywatności odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, w kontekście wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania istnieją, ale nie są niczym nowym ani wyjątkowym w społeczeństwie informacyjnym. Aby je zminimalizować trzeba podjąć działania zaradcze już na wczesnych etapach wdrażania inteligentnych sieci.

## Privacy by design a inteligentne sieci

Ochrona prywatności odbiorców końcowych w zakresie wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych może być istotną barierą o czym przekonuje przykład Stanów Zjednoczonych, gdzie prawo do prywatności tradycyjnie stawiane jest wysoko pośród praw i wolności jednostki (*a right to be let alone...*)<sup>1</sup>. Protesty przeciw montowaniu inteligentnych liczników doprowadziły już w kilku stanach do przyjęcia ustaw pozwalających na skorzystanie z uprawnienia *opt – out*, sprowadzającego się do możliwości pozostawienia tradycyjnego licznika, bez modułu komunikacyjnego. Wymogiem stawianym systemom inteligentnego opomiarowania staje się model ochrony *privacy by design*, sprowadzający się do wymogu uwzględnienia prywatności już na etapie projektowania systemów i usług. Przedsiębiorstwa energetyczne wdrażające systemy inteligentnych sieci wprowadzają więc elementy *privacy by design*, obejmujące na przykład realizację następujących zasad:

<sup>1</sup> Na temat amerykańskiego podejścia do prywatności patrz: M. Swora, *Konstytucyjne aspekty prawa jednostki do ochrony przed bezprawnym przetwarzaniem jej danych osobowych*, Zeszyty Naukowe WSiZiB 1(9)2000.

- Systemy inteligentnej sieci powinny uwzględniać zasady ochrony prywatności w ich ogólnej strukturze zarządzania projektem i pro aktywnie osadzać wymogi prywatności w ich konstrukcji, w celu zapobieżenia występowaniu zdarzeń zagrażających prywatności.
- Systemy inteligentnej sieci muszą zapewnić, że prywatność jest domyślna – powinna uwzględniać tryb „brak działań” (*no action required*) wymaganych dla ochrony własnej prywatności.
- Systemy inteligentnej sieci muszą uczynić prywatność podstawową funkcjonalnością w zakresie ich projektowania i architektury.
- Systemy inteligentnych sieci muszą unikać niepotrzebnych kompromisów pomiędzy prywatnością a uzasadnionymi celami projektów inteligentnych sieci.
- Systemy inteligentnych sieci należy osadzić w prywatności *end-to-end* (tj. uwzględniającej pełny łańcuch pośredników biorących udział w komunikacji), w całym cyklu życia każdej zgromadzonej danej osobowej.
- Systemy inteligentnych sieci muszą być widoczne i przejrzyste dla konsumentów – zaangażowanych w wiarygodne (*accountable*) praktyki biznesowe – w celu zapewnienia, że nowe systemy działają zgodnie z określonymi celami.
- Systemy inteligentnych sieci muszą być zaprojektowane z poszanowaniem prywatności konsumentów, jako podstawowego wymogu stojącego u ich podstaw<sup>2</sup>.

Przedstawione powyżej zasady jako efekt współpracy i porozumienia zawartego pomiędzy organem ochrony prywatności (*Information & Privacy Commissioner of Ontario*) i przedsiębiorstwem energetycznym (*San Diego Gas & Electric*) mają precedensowy charakter i są przejawem ko-regulacji w sferze ochrony prywatności i praktyczny wyraz realizacji koncepcji *privacy by design*. Porozumienie, o którym mowa, oznacza dla przedsiębiorstwa energetycznego konieczność podjęcia szeregu konkretnych przedsięwzięć natury organizacyjnej, które niosą ze sobą określone nakłady finansowe. W SDG&E np. działa *Chief Customer Privacy Officer* – pracownik odpowiedzialny za koordynację ochrony prywatności oraz grupa robocza do spraw prywatności, składająca się z pracowników różnych departamentów. W procesie przygotowywania produktów przedsiębiorstwa identyfikowane są kwestie takie jak: rodzaj przetwarzanych danych, osoby odpowiedzialne za ich przetwarzanie, wrażliwość danych, środowisko, w którym dane mają być przetwarzane. Porozumienie pomiędzy SDG&E a kanadyjskim Komisarzem ds. Informacji i Ochrony Prywatności wdraża zasady *privacy by design* wypracowane historycznie przez organy ds. ochrony prywatności i danych osobowych<sup>3</sup>.

W Unii Europejskiej problem ochrony danych osobowych w związku z wprowadzaniem inteligentnych systemów opomiarowania został wywołany na kanwie dyskusji w Holandii, której efektem było przyjęcie ustawodawstwa umożliwiającego konsumentom dokonanie wyboru w zakresie montowanego licznika – od licznika z pełną komunikacją do licznika z funkcją *administrative off*<sup>4</sup>. Dla porządku dodać należy, że problem ten nie był podnoszony w innych państwach, w których dokonano masowej wymiany liczników (Włochy, Szwecja). W Holandii, jak również w innych państwach członkowskich UE, kwestie ochrony danych osobowych są chronione na poziomie ustawowym – przeważnie są to normy ogólne, chroniące dane osobowe bez względu na ich charakter oraz rodzaj systemu, w którym są przetwarzane. W Unii Europejskiej oprócz istniejącego ogólnego reżimu ochrony danych, Komisja Europejska zajmuje się kwestią ochrony danych w inteligentnych systemach opomiarowania w sposób szczególny.

W prawie unijnym kwestia prawa do prywatności funkcjonuje przede wszystkim w kontekście ochrony danych osobowych. Prawo unijne chroni dane osobowe normami dyrektywy 95/46 Parlamentu Europejskiego i Rady z 24.10.1995 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w zakresie przetwarzania

<sup>2</sup> *Applying Privacy by Design Best Practices to SDG&E's Smart Pricing Program*, March 2012.

<sup>3</sup> Chodzi tu przede wszystkim o siedem zasad składających się na *privacy by design* oraz dalszy dorobek organów ochrony prywatności w tym zakresie, A. Cavoukian, *Privacy by design – 7 foundational principles*, [www.ipc.on.ca/.../7foundationalprinciples.pdf](http://www.ipc.on.ca/.../7foundationalprinciples.pdf)

<sup>4</sup> R. Knyrim, G. Trieb, *Smart metering under EU data protection law*, *International Data Privacy Law*, 2011, Vol. 1, No. 2, s. 122.



danych osobowych i swobodnego przepływu tych danych oraz dyrektywy 2002/58 Parlamentu Europejskiego i Rady z 12.07.2002 r. dotyczącej przetwarzania danych osobowych i ochrony prywatności w sektorze łączności elektronicznej (dyrektywa o prywatności i łączności elektronicznej)<sup>5</sup>. Oba akty znajdują pełne zastosowanie do przetwarzania danych osobowych w systemach inteligentnego opomiarowania. Jeżeli więc uznać, że dane pomiarowe zbierane w systemach inteligentnego opomiarowania mają charakter danych osobowych, to już *de lege lata*, są chronione przez przepisy prawa unijnego i krajowego w państwach Unii Europejskiej.

Kwestia ochrony danych osobowych w inteligentnych sieciach w prawie unijnym nie jest jeszcze przedmiotem szczególnych unormowań w postaci wiążących norm zawartych w przepisach dyrektyw czy rozporządzeń, ale zajmuje już miejsce w innych aktach. Komisja Europejska po zapowiedziach z komunikatu *Smart Grids from innovation to deployment*<sup>6</sup>, rekomendacjach Grupy Roboczej ds. Inteligentnych Sieci dotyczących bezpieczeństwa danych<sup>7</sup>, ich przetwarzania i ochrony, przyjęła w szczególności zalecenie, które odnosi się m.in. do kwestii ochrony danych osobowych w systemach inteligentnych sieci<sup>8</sup>.

W treści *Zalecenia* przyjęto kilka definicji, które mają istotne znaczenie z interesującego nas punktu widzenia. I tak, zgodnie z treścią *Zalecenia*, inteligentne sieci to inaczej *ulepszona sieć energetyczna, do której dodano elementy dwustronnej komunikacji pomiędzy dostawcą a konsumentem, systemy inteligentnego opomiarowania, monitoringu i kontroli*. Definicja ta, przyjęta na potrzeby *Zalecenia*, jest wyłomem w sposobie definiowania inteligentnych sieci, które do tej pory – w dokumentach różnych ciał UE – zawierały element celowościowy. Sieci miały więc w tych definicjach czemuś służyć, a mianowicie: zwiększeniu efektywności energetycznej, łatwiejszej integracji źródeł odnawialnych, itp. Odejście od takiego sposobu rozumienia pojęcia inteligentnej sieci nie wydaje się być uzasadnione, choć (dzięki *Zaleceniu*) może się utrwalić w prawie państw członkowskich UE. System inteligentnego opomiarowania został w *Zaleceniu* zdefiniowany jako: *system elektroniczny, który może mierzyć zużycie energii elektrycznej, dodając więcej informacji niż konwencjonalny licznik, może przesyłać i odbierać dane używając formy komunikacji elektronicznej*. Z punktu widzenia jednak omawianej tutaj koncepcji *privacy by design* istotne jest to, że *Zalecenie* definiuje pojęcie ochrony danych *by design* (*data protection by design*), która ma wymagać wdrożenia, *uwzględniając aktualny stan rozwoju i koszty wdrożenia, zarówno na etapie określania środków przetwarzania, jak również na etapie samego przetwarzania danych, właściwych technicznych i organizacyjnych środków i procedur w ten sposób, aby przetwarzanie było zgodne z wymaganiami dyrektywy 95/46 i zapewniało ochronę praw osoby, której dane są przetwarzane*. Innym istotnym zdefiniowanym w *Zaleceniu* pojęciem jest *domyślna ochrona danych* (*data protection by default*)<sup>9</sup>, która wymaga wdrożenia *środków zapewniających, że w sposób domyślny (by default), tylko takie dane są przetwarzane, które są niezbędne dla osiągnięcia każdego szczególnego celu przetwarzania i w szczególności nie są zbierane i przechowywane powyżej minimum niezbędnego dla ich realizacji, zarówno w kontekście ilości danych jak również czasu ich przechowywania*.

Oprócz warstwy definicyjnej *Zalecenie* zawiera szereg postanowień szczególnych, które odnoszą się do wymagań w zakresie ochrony danych osobowych w zakresie wdrażania systemów inteligentnych sieci, obejmujących m.in.:

<sup>5</sup> Dz. Urz. L 281, 23.11.1995, s. 31 ze zm.; Dz. Urz. L 201, 31.7.2002, s. 37.

<sup>6</sup> Bruksela 12.4.2011, COM (2011) 202 final

<sup>7</sup> European Commission Task Force Smart Grids, Expert Group 2 Report *Regulatory Recommendations for Data Safety, Data Handling and Data Protection Report*, 16 February 2011.

<sup>8</sup> Commission Recommendation of 9.3.2012 *on preparations for the roll-out of smart metering systems*, C(2012) 1342 final, dalej: *Zalecenie*.

<sup>9</sup> Pojęcie *by default* Vagla w kontekście *privacy by design* tłumaczy w nast. sposób: chodzi o to, by usługi były tak budowane, aby w przypadku możliwości innych ich konfiguracji przez zainteresowanego - podstawowym stanem (z angielska: *defaultowym*) było takie ustawienie, które najpełniej gwarantuje poszanowanie prywatności konsumentom (użytkownikom), <http://prawo.vagla.pl/node/9261>

- Przyjęcie na poziomie Komisji Europejskiej wzorca (*template*) oceny wpływu (*impactassessment*) w zakresie ochrony danych osobowych w systemach inteligentnych sieci i inteligentnego opomiarowania.
- Zapewnienie przez państwa członkowskie zgodności działań podmiotów przetwarzających dane osobowe w systemach inteligentnych sieci z ww. wzorcem ochrony danych osobowych.
- Konsultacje pomiędzy podmiotami przetwarzającymi dane osobowe a organem ochrony danych osobowych.
- Obowiązek państw członkowskich w zakresie *silnego zachęcania* operatorów sieciowych do inkorporacji *data protection by design* i *data protection by default* przy implementacji systemów inteligentnych sieci.

Istotnym wymaganiam *Zalecenia* jest to, aby obowiązek zachowania *data protection by design* został przyjęty jako obowiązek na poziomie prawa krajowego, norm technicznych oraz na poziomie organizacyjnym (odnoszącym się do samego procesu przetwarzania danych). *Zalecenie* zawiera bardzo konkretne wymagania dotyczące ochrony danych osobowych w systemach inteligentnego opomiarowania, które zakładają zaangażowanie w przygotowanie wdrażania tego typu systemów z poszanowaniem prawa do ochrony danych osobowych.

W przypadku Polski nie ma szczególnych przepisów, które regulowałyby kwestie dotyczące przetwarzania danych w inteligentnych systemach pomiarowych. Nie jest jednak tak, że dane pomiarowe w chwili obecnej pozostają bez ochrony – do ich przetwarzania stosuje się przepisy ustawy o ochronie danych osobowych.<sup>10</sup> W ramach propozycji legislacyjnych, tzw. „trójpaku energetycznego”, w projekcie ustawy Prawo energetyczne, znalazło się szereg propozycji przepisów, które w sposób szczególny mają regulować kwestie dotyczące przetwarzania danych pomiarowych<sup>11</sup>. Przepisy te mają odnosić się w warstwie podmiotowej do operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatora informacji pomiarowych (OIP). Z przepisów, które regulują zasady działania OIP zwraca uwagę przede wszystkim obowiązek tego podmiotu w zakresie przygotowania instrukcji informacji pomiarowych oraz programów (art. 100 – 102 projektu). Instrukcje w sposób w jaki zostały ujęte w przepisach mogą budzić wątpliwości co do ich charakteru prawnego. Instrukcja ma mieć w szczególności charakter generalny, wiążąc swoją mocą operatorów systemów dystrybucyjnych, sprzedawców i odbiorców, czego akt administracyjny nie powinien czynić<sup>12</sup>. Z projektów przepisów trudno wnosić, czy mamy w tym przypadku do czynienia z generalnym aktem administracyjnym, czy też z regulaminem. Jeżeli chodzi o program, to z kolei widać w nim ślady myślenia w kategoriach *privacy by design*. Ma on obejmować:

- 1 | przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia bezpieczeństwa i poufności informacji pomiarowych, a także niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu opomiarowania, w tym obowiązki pracowników wynikające z tego programu;
- 2 | harmonogram przedsięwzięć inwestycyjnych mających na celu utrzymanie standardów niezawodności świadczonych usług, z uwzględnieniem wymaganego poziomu bezpieczeństwa informacji oraz postępu technologicznego;
- 3 | sposób finansowania przedsięwzięć, o których mowa w pkt 2, oraz planowane przychody niezbędne do ich realizacji.

Można jednak zastanawiać się nad tym, czy idąc tym śladem, projektodawcy nie powinni zadbać o to, aby obowiązek przyjmowania programów ochrony danych pomiarowych dotyczył wszystkich uczestników rynku. Oznaczałoby to, że główne podmioty przetwarzające dane w systemach inteli-

<sup>10</sup> Ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 r., t. jedn. Dz. U. z 2002 r. Nr 101, poz. 926, ze zm.

<sup>11</sup> Projekty dostępne na stronie [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl)

<sup>12</sup> Z treści proponowanych przepisów również nie wynika jednoznacznie, że instrukcja może być uznana za regulamin, tak jak np. instrukcja ruchu i eksploatacji sieci.

gentnych sieci byłyby zobowiązane na mocy przepisów *ustawy Prawo energetyczne*, do przyjmowania dokumentów programowych dotyczących ochrony danych uzgadnianych np. z Generalnym Inspektorem Ochrony Danych Osobowych. Generalnie jednak, autorowi tego opracowania bliski jest inny model, który zobrazowany został na podstawie kazusu porozumienia SDG&E oraz Komisarza ds. Informacji i Prywatności z Ontario. Współczesna regulacja energetyki nie musi opierać się jedynie na instrumentach twardej regulacji prawnej, ale może i powinna uwzględniać elementy koregulacji i samoregulacji.

## Wnioski i rekomendacje

Systemy inteligentnych sieci stawiają w zupełnie nowym świetle relacje pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami końcowymi, poprzez otwarcie kanału dwustronnej komunikacji. Cele, które mają być dzięki temu osiągnięte w postaci rozwoju generacji rozproszonej (w tym mikroźródeł), efektywności energetycznej, rozwoju elektrycznego transportu, muszą wpisywać się w ramy normatywne funkcjonowania społeczeństwa informacyjnego, obejmujące środki ochrony prywatności jednostki. W nowym energetycznym wirtualnym świecie odbiorca końcowy musi stać w centrum uwagi przedsiębiorstw energetycznych (*user – centric approach*). Oznacza to konieczność wypracowania proaktywnego podejścia do kwestii ochrony danych odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym (tzw. *privacy by design*), które będzie nieuchronnie wiązało się ze zmianami w zakresie zarządzania, uwzględniającego ochronę danych osobowych już na etapie projektowania produktów i usług energetycznych. Przykłady z praktyki funkcjonowania nowoczesnych społeczeństw dowodzą dużej wrażliwości obywatelskiej na zmiany dokonywane w warunkach przymusu technologicznego, czy też na interwencje państwa w zakresie korzystania z cyberprzestrzeni. Uwzględnienie tej wrażliwości zadecyduje o powodzeniu wdrożeń systemów inteligentnych sieci.

### Nota o autorze

**Mariusz Swora** – dr nauk prawnych, adiunkt w Katedrze Publicznego Prawa Gospodarczego WPIA UJ w Krakowie, wcześniej adiunkt w Katedrze Prawa Administracyjnego i Nauki o Administracji WPIA UAM w Poznaniu, adwokat. Autor i współautor ponad stu dwudziestu publikacji z dziedziny publicznego prawa gospodarczego a w tym prawa energetycznego, bankowego oraz ochrony konkurencji, prawa i postępowania administracyjnego, zarządzania publicznego, publikowanych w języku polskim i angielskim, redaktor komentarza do ustawy Prawo energetyczne. Członek i uczestnik prac kilku towarzystw naukowych, jeden z inicjatorów powołania konsorcjum naukowo-przemysłowego Smart Power Grids Polska. *Legalexpert* w konsorcjum (VVA Europe, Spark Legal Network, the Groningen Centre of Energy Law i the Aberdeen Centre for Energy Law) doradzającym Komisji Europejskiej w zakresie prawa energetycznego.

# Budowa inteligentnej sieci odpowiedzią na rozwój rozproszonych źródeł wytwórczych

3

Robert Zasina

**Streszczenie.** Przedmiotem publikacji są rozważania na temat podejmowanych lub wymagających podjęcia w przyszłości przez operatora systemu elektroenergetycznego działań związanych z budową inteligentnej sieci. Sieć inteligentna integruje zachowania i działania wszystkich przyłączonych do systemu użytkowników. Zapowiadany w niedalekiej przyszłości rozwój generacji rozproszonej w Polsce, budowanej między innymi w oparciu o mikroźródła instalowane u drobnych odbiorców energii, wymaga na operatorach systemu przeprowadzenie modernizacji lub wymiany elementów automatyki sieciowej, a także doposażenie o urządzenia sterownicze i monitorujące stan pracy systemu, wykonane w najnowszych technologiach cyfrowych. W opracowaniu dokonano analizy ilościowo-rodzajowej zainstalowanej obecnie na sieci TAURON Dystrybucja automatyki sieciowej i stopnia spełnienia wymagań jakie stawia inteligentna sieć. Działaniom tym powinny towarzyszyć modernizacje linii i obiektów elektroenergetycznych. Niestety, z powodu braku właściwych regulacji prawnych z zakresu udostępniania gruntów pod budowlę elektroenergetyczne, terminy zakończenia prac modernizacyjnych czy inwestycyjnych niejednokrotnie ulegają przesunięciu, a wygórowane oczekiwania finansowe właścicieli gruntów często negują uzasadnienie biznesowe podejmowanych działań. Budowa sieci inteligentnych będzie procesem wieloletnim, zmieniającym funkcjonowanie operatorów systemów zarówno od strony zastosowania najnowszych technologicznie urządzeń, jak również od strony organizacyjnej i techniki zarządzania pracą systemu.

Aby zarządzana przez polskich operatorów systemu sieć elektroenergetyczna dystrybucyjna czy przesyłowa nosiła znamiona sieci inteligentnej musi zostać podjętych w najbliższych latach szereg działań z zakresu poprawy stanu majątku sieciowego, w szczególności zastosowanie cyfrowej automatyki sieciowej oraz znaczne zwiększenie ilości urządzeń monitorujących sieć i umożliwiających w czasie rzeczywistym reagowanie na zmiany zachodzące w tej sieci. Na występujące w sieci awarie lub zmiany w przepływach energii wskutek zmienności poboru energii przez odbiorców czy też ilości i jakości energii dostarczanej przez wytwórców, w tym rozproszonych wytwórców z tzw. mikrogeneracji, operator systemu elektroenergetycznego musi reagować w sposób szybki i skuteczny, co można uzyskać tylko poprzez posiadanie bieżących informacji o stanie pracy sieci i zastosowanie najnowszych technologicznie narzędzi oraz technik organizacji i zarządzania systemem. Opracowanie podejmuje próbę analizy sytuacji w tym obszarze na przykładzie TAURON Dystrybucja SA.

\*

W ślad za definicją sieci inteligentnej (*ang. smart grid*) użytkownik systemu dystrybucyjnego oczekuje od operatora tego systemu, że będzie świadczył usługi dystrybucyjne z wykorzystaniem sieci elektroenergetycznej w taki sposób i na takim poziomie, aby było to efektywne ekonomicznie oraz właściwie integrowało zachowania i działania wszystkich przyłączonych do systemu użytkowników – wytwórców, odbiorców oraz tych, którzy łączą te funkcje (tzw. prosumenci). Integracja ta powinna zapewnić funkcjonowanie ekonomicznie efektywnego zrównoważonego systemu, charakteryzującego się niskim poziomem strat oraz wysokim poziomem jakości, pewności i bezpieczeństwa zasilania. Obecni użytkownicy systemu dystrybucyjnego to już nie ci sami nieświadomi swych praw petenci dawnych zakładów energetycznych. Odbiorcy domagają się znacznego obniżenia częstości przerw w zasilaniu i skrócenia czasu ich trwania. Również Regulator wykazuje coraz większe zainteresowanie poziomem uzyskiwanych przez operatorów wskaźników jakości dostarczanej energii i obsługi odbiorców, zapowiadając przejście z taryf „kosztowych” na „jakościowe”. Należy tutaj zazna-

czyć, że firmy zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej to już nie te same sprzed kilkunastu lat przedsiębiorstwa energetyczne. W podejmowanych przez operatorów systemu działaniach rozwoju sieci dystrybucyjnej i poprawy jakości obsługi użytkowników systemu widać dążenie do uzyskania najlepszych efektów i praktyk, z wykorzystaniem urządzeń i technik odpowiadających najnowszym technologiom.

W przypadku operatorów systemów elektroenergetycznych, uzyskanie zadowolenia klientów jest uwarunkowane nie tylko samym wewnętrznym działaniem firmy i zachowaniem jej pracowników, ale również zależy od wielu czynników zewnętrznych (prawnych, finansowych, regulacyjnych, itp.). Istnieją bariery, które ze względu na koszty ich zniesienia, operator systemu nie jest w stanie pominąć i nadal stanowią element spowalniający rozwój sieci elektroenergetycznej. Z uwagi na brak w dalszym ciągu kompleksowych regulacji prawnych porządkujących zasady wynagradzania za korzystanie z gruntów pod inwestycje sieciowe, podejmowane przez operatora systemu działania inwestycyjne napotykają na przeszkody ze strony właścicieli gruntów, uniemożliwiające rozbudowę lub modernizację sieci albo znacznie wydłużając okres realizacji inwestycji.

Sytuacja ta ma również wpływ na możliwości przyłączenia do sieci dystrybucyjnej źródeł wytwórczych, gdzie niejednokrotnie celem wyprowadzenia mocy z tych źródeł, występuje potrzeba budowy nowych lub przebudowy istniejących odcinków sieci.

Jeżeli jednak wielkość danego źródła wytwórczego nie przewyższa lokalnego zapotrzebowania na energię elektryczną – w obrębie danej stacji zasilającej, danej linii promieniowej czy grupy odbiorców, wówczas proces przyłączenia do sieci może przebiegać sprawniej, bez większego wpływu na istniejącą infrastrukturę sieciową. Takie źródła noszą znamiona źródeł rozproszonych, których umiejscowienie nie jest zdeterminowane najbliższym otoczeniem zewnętrznym. Źródła takie z jednej strony, z uwagi na ich liczebność i rozproszenie, mogą stwarzać kłopot operatorowi systemu w zarządzaniu ruchem sieci i bieżącej współpracy tych źródeł z siecią oraz wymagać nowego podejścia do kwestii bezpieczeństwa pracy służb energetycznych na sieci. Z drugiej jednak strony stanowią między innymi znakomite odciążenie stosowanych w polskich realiach długich ciągów zasilających, wpływają na obniżenie poziomu strat wywoływanych przepływami energii oraz wspierają poprawę jakości i ciągłości zasilania na najniższym poziomie warstwy (napięcia) krajowego systemu elektroenergetycznego.

Mimo wielu czynników pozytywnych z punktu widzenia operatora systemu dystrybucyjnego przemawiających za inwestowaniem w źródła rozproszone, operatorzy tych systemów mogą w obecnym stanie prawnym właściwie tylko biernie przyglądać się rozwojowi sytuacji. Działania operatora sprowadzają się w większości tylko do wskazania potencjalnych miejsc na przyłączenie do sieci, wydania technicznych warunków przyłączenia do sieci, a po zakończeniu inwestycji – odbioru urządzeń stanowiących elementy przyłącza i podłączenie do sieci. Z uwagi na fakt, że większość polskich operatorów systemu dystrybucyjnego zgodnie z ustawą Prawo energetyczne nie może prowadzić działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej, dlatego w wielu przypadkach przyłączanie źródeł rozproszonych do sieci występuje w miejscach nieadekwatnych do potrzeb operatora sieci dystrybucyjnej. W przeważających przypadkach przyłączenie do sieci odbywa się nie tam gdzie występują potrzeby, ale tam gdzie jednocześnie jest to możliwe i najtańsze.

Realnym działaniem operatora systemu, po inwestycjach w rozbudowę zdolności przesyłowych linii elektroenergetycznych, sprzyjającym rozwojowi i optymalnemu współdziałaniu źródeł wytwórczych – zwłaszcza tych rozproszonych, z systemem dystrybucyjnym jest inwestowanie w nowoczesną infrastrukturę pomiarową i automatykę sieciową oraz systemy informatyczne, wspomagające prowadzenie nadzoru i sterowania pracą sieci np. typu SCADA (*ang. Supervisory Control And Data Acquisition*). Obecnie prawie wszyscy krajowi operatorzy systemu rozpoczęli testowanie systemów inteligentnego opomiarowania (*ang. smart metering*) na większą skalę (TAURON, ENERGA – powyżej 30 tys. punktów pomiarowych na grupę energetyczną). Trwają również wdrożenia systemów SCADA dla sieci nN, które będą wykorzystywać pozyskane zdalnie informacje z inteligentnych liczników.

W kolejnych latach operatorzy systemu dystrybucyjnego będą musieli zaangażować duże środki finansowe na montaż nowej oraz wymianę stosowanej od wielu lat automatyki sieciowej sterowniczej i zabezpieczającej (EAZ) opartej o technologie analogowe na automatykę najnowszych technologii cyfrowych. Pojawienie się w znacznych ilościach źródeł wytwórczych o charakterze rozproszonym, głównie w sieciach średniego napięcia i niskiego napięcia stwarza nową sytuację dla operatorów systemu. Dlatego nowoczesne układy zabezpieczeń są jednym z warunków budowy i eksploatacji sieci inteligentnych (*ang. smart grids*). Jeżeli ponadto uwzględnić dodatkowe możliwości wynikające z rozproszenia układów i urządzeń zabezpieczających w głębi sieci, otrzymać można wówczas sieć wysoce zautomatyzowaną, samoczynnie dostosowującą się do różnorodnych warunków eksploatacji, szczególnie zakłóceń. Tradycyjne rozwiązania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, stosowane powszechnie do wykrywania zwarć i lokalizacji uszkodzeń, to rozwiązania scentralizowane charakteryzujące się następującymi negatywnymi cechami:

- pojedynczym układem automatyki zabezpieczeniowej, co powoduje, że w przypadku wystąpienia zakłócenia wyłączana jest cała linia;
- relatywnie długim czasem lokalizacji miejsca zakłócenia.

Dzięki rozproszeniu urządzeń zabezpieczających i ich wzajemnym skoordynowaniu oraz sterowaniu, można zrealizować sieć dostosowującą się automatycznie do warunków zakłóceń występujących w sieci lub zmian w przepływach wywołanych zmianą poboru energii przez odbiorców albo generacji energii przez rozproszone źródła wytwórcze, uzyskując znaczącą poprawę jakości i niezawodności zasilania.

W TAURON Dystrybucja prowadzone są prace analityczne mające na celu przygotowanie się do stworzenia najoptymalniejszej strategii wdrożenia nowych technologii smart metering i smart grid. I właśnie jednym z analizowanych obszarów jest obszar automatyki sieciowej (EAZ), gdzie dokonano przeglądu posiadanych urządzeń pod względem poziomu technologicznego i oferowanych funkcjonalności.

W pierwszym etapie prac dokonano inwentaryzacji pod kątem sklasyfikowania pracujących w sieci urządzeń, które mogą stanowić podbudowę dla przyszłej sieci smart grid. Przyjęto następujące kryteria, według których określano przydatność elementu sieci dystrybucyjnej do pracy w standardzie smart grid:

- wykonanie w technice cyfrowej, z uwagi na możliwość programowania i komunikowania się z systemami nadrzędnymi;
- możliwość zestawienia komunikacji z ośrodkami dyspozytorskimi;
- możliwość zdalnego pozyskania pakietu informacji o stanie pracy, wartości parametrów sieciowych, zdalnej zmiany konfiguracji urządzenia, itp.
- urządzenie winno charakteryzować się wielokryterialnością i wielofunkcjonalnością.

W wyniku przeprowadzonej analizy zestawiono następujące grupy urządzeń i elementów sieci dystrybucyjnej:

**Grupa 1.** Automatyka łączeniowa stacyjna średniego napięcia, w skład której wchodzi:

- automatyka samoczynnego załączania rezerwy (SZR);
- lokalna rezerwa wyłącznikowa (LRW).

**Grupa 2.** Automatyka stacyjna 110 kV:

- automatyka samoczynnego załączania rezerwy (SZR);
- lokalna rezerwa wyłącznikowa;
- układ centralnej sygnalizacji.

**Grupa 3.** Automatyka sieciowa średniego napięcia:

- samoczynne napowietrzne wyłączniki próżniowe (reklozery i sekcjonizery);
- rozłączniki sterowane zdalnie.

**Grupa 4.** Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.

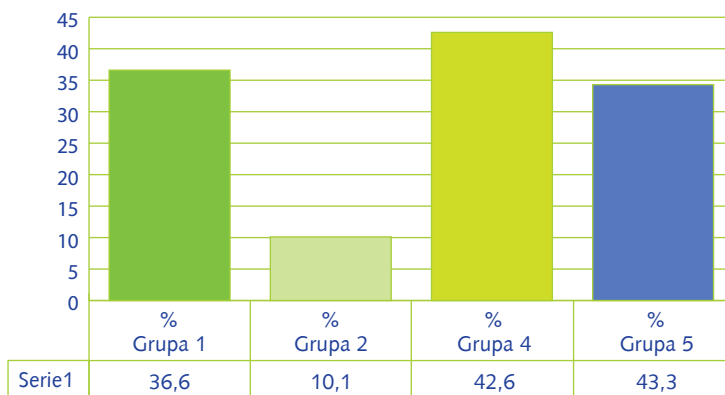
- zabezpieczenia linii 110 kV;
- zabezpieczenia transformatorów 110/SN;
- zabezpieczenia łączników szyn 110 kV;
- zabezpieczenia pól rozdzielni średniego napięcia;
- zabezpieczenia szyn zbiorczych 110 kV.

**Grupa 5.** Telemekhanika

- telemekhanika stacji 110/SN – GPZ
- telemekhanika punktów zasilających SN (PZ) i rozdzielni sieciowych (RS).

W poniższym zestawieniu przedstawiono elementy, które spełniają kryteria elementu smart grid.

**Wykres 1.** Zestawienie ilościowe elementów sieci dystrybucyjnej WN i SN spełniających kryteria jakościowe elementu smart grid z podziałem na grupy urządzeń.



Wartości w kolumnach grup 1, 2, 4 i 5 zestawione zostały, jako procentowy udział w odniesieniu do wszystkich elementów tego typu (cyfrowe i analogowe) w sieci dystrybucyjnej spółki.

Ilość dla Grupy 3 odpowiada **2159 szt.** zabudowanych łączników zdalnie sterowanych w systemie dystrybucyjnym średniego napięcia, w tym reklozerów, rozłączników i odłączników zabudowanych w głębi tej sieci, wyposażonych w środki umożliwiające zdalne sterowanie z ośrodków dyspozytorskich.

Wartości Grupy 1 stanowią zestawienie udziałów procentowych cyfrowych przekaźników samoczynnego załączania rezerwy (SZR) zabudowanych w rozdzielniach średniego napięcia. Nie są to jednak wyspecjalizowane sterowniki swobodnie programowalne, co stanowić może w przyszłości ograniczenie w wykorzystaniu tych elementów do sieci smart grid. Nie mniej jednak stanowią mogą źródło informacji o stanie i układzie stacji. W układach złożonych stacji mogą realizować określone w konfiguracji sekwencje łączeniowe w zależności od aktualnej topologii stacji. Urządzenia te przede wszystkim wpływają na szybkość tworzenia układów rezerwowego zasilania w sytuacji wystąpienia stanów awaryjnych sieci.

W Grupie 2 zestawiony został procentowy udział cyfrowych urządzeń realizujących automatykę sieciową rezerwowego zasilania i rezerwy wyłącznikowej oraz urządzeń centralnych sygnalizacji stacji, w stosunku do ogólnej ilości tych urządzeń zabudowanych w obiektach systemu dystrybucyjnego spółki. Grupa ta stanowić będzie jedno ze źródeł informacji o systemie dystrybucyjnym oraz jeden z elementów sterowania automatycznego (SZR) elementami systemu. Do tej grupy zaliczona została lokalna rezerwa wyłącznikowa (LRW), która stanowi jeden z elementów automatyki eliminacyjnej, podobnie jak EAZ. Przy czym są to tylko te przypadki układów tych automatyk, w których podstawą układu jest wydzielony terminal dedykowany tylko to realizacji tej funkcji.

Grupę 3 tworzą urządzenia realizujące tzw. automatyzację głębi sieci średniego napięcia. Są to te elementy, które stanowią o szybkości tworzenia układów awaryjnych, eliminowaniu uszkodzonych odcinków linii średniego napięcia, czy tworzeniu układów pracy innych niż normalne. Przede wszystkim jednak elementy te (relkozery, rozłączniki, itp.) powinny w istotny sposób ograniczać czasy przerw zasilaniu odbiorców, pod warunkiem ich właściwej lokalizacji. Reklozery są to aparaty (wyłączniki) najczęściej wyposażone w automatykę zabezpieczeniową, dzięki czemu mogą przyczynić się do selektywnej eliminacji zakłóceń zwarciovych w sieci, eliminując jedynie część ciągu liniowego, w sposób istotny ograniczając liczbę użytkowników systemu pozbawionych zasilania. Rozłączniki i odłączniki sterowane zdalnie najczęściej funkcji automatycznych nie realizują, jednak pozwalają dokonywać określonych przełączeń w sieci z poziomu ośrodka dyspozytorskiego, bez angażowania brygad terenowych. Realizowane są również w sieci średniego napięcia układy rozłącznikowe wykonujące automatycznie sekwencje łączeniowe eliminując tylko taki fragment sieci, który został dotknięty zakłóceniem. Sterowane zdalnie, najczęściej odbywa się poprzez sieć radiową (trunking), lub sieć operatora komórkowego (GPRS). Z uwagi na większe możliwości w zakresie szybkości sterowania, akwizycji danych pomiarowych i sygnalizacji, znacznie korzystniejszym medium łączności jest GPRS, przynajmniej do czasu realizacji cyfrowej platformy radiowej (np. TETRA).

Wartości dla Grupy 4 stanowią procentowy udział terminali zabezpieczeniowych nowej generacji wykonanych w technologii cyfrowej do ogólnej liczby urządzeń zabezpieczeniowych istniejących w obiektach elektroenergetycznych Oddziału. Ogólną liczbę urządzeń zabezpieczeniowych tworzą zabezpieczenia wykonane w technologii elektromechanicznej, analogowej i cyfrowej. Grupa ta wyznacza zbiór urządzeń, które dla przyszłego standardu smart grid stanowią będą zarówno źródło informacji o sieci jak i zbiór urządzeń tworzącym system zdalnego sterowania obiektów elektroenergetycznych. Klasa tych urządzeń stanowi o pewności i szybkości eliminacji stanów zakłóceń w systemie dystrybucyjnym, ale również o szybkości tworzenia układów alternatywnych zasilania. Urządzenia te w sposób pośredni współpracują z systemami dyspozytorskimi SCADA. Jest to grupa, która bardzo dynamicznie się rozwija również w kierunku dostosowania tych urządzeń do przyszłych wymagań standardu smart grid. Oprócz funkcji zabezpieczeniowych coraz częściej terminale są wyposażane w inne funkcje, np. związane z rejestracją parametrów jakościowych energii i sterowaniem. Obecnie coraz częściej są to już urządzenia potrafiące dostosowywać w zależności od aktualnego układu sieci nie tylko charakterystyki działań, ale również algorytmy działań i konfigurację (zabezpieczenia adaptacyjne). Zapewne w przyszłości grupa ta stanowić będzie jeden z głównych filarów systemu smart grid.

Grupa 5 przedstawia procentowy udział koncentratorów telemechaniki komunikujących się z urządzeniami w obiekcie elektroenergetycznym (stacji) w cyfrowym protokole komunikacyjnym do sterowników stacyjnych realizujących komunikację na drodze stykowej. Urządzenia te w standardzie smart grid tworzyć będą podstawę do realizacji komunikacji pomiędzy obiektem (stacją) a systemem dyspozytorskim. Są to urządzenia nie tylko spełniające funkcję komunikacyjną ale również funkcję bazy zdarzeń i informacji o obiekcie.

Niezwykle istotnym aspektem związanym z pracą sieci jest zainstalowanie automatyki sieciowej w odpowiednio wybranych punktach sieci. Na zlecenie TAURON Dystrybucja opracowany został przez Akademię Górniczo-Hutniczą z Krakowa algorytm wyboru lokalizacji i liczby reklozerów dla danego ciągu linii elektroenergetycznej SN. Podstawowym założeniem algorytmu jest wybór minimalnej liczby punktów ich lokalizacji z jednoczesnym zapewnieniem zadowalającego poziomu (prawdopodobieństwa) pewności pracy sieci. Zadanie polegające na określeniu optymalnej lokalizacji łączników w sieci rozdzielczej SN wymaga między innymi znajomości rozpyływu mocy w sieci oraz zebrania informacji o awariach rozpatrywanych linii i ich przyczynach. Pozwala to na wytypowanie obszarów sieci i wskazanie miejsc, w których uzasadnione będzie zainstalowanie odpowiedniej liczby łączników.

Wprowadzenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych może przynieść szereg istotnych korzyści, takich jak:



- zmniejszenie liczby przerw w zasilaniu (poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI), a w przypadku awarii linii przesyłowej przekierowanie przesyłanej mocy na inne linie;
- możliwość alokacji zasobów sieciowych, dzięki czemu sieć elektroenergetyczna będzie mogła być w sposób bezinwestycyjny wykorzystana w znacznie większym niż dotychczas stopniu;
- możliwość obrotu posiadanymi zdolnościami dystrybucyjnymi sieci, co spowoduje zapoczątkowanie nowych jakościowo relacji pomiędzy przyłączonymi do sieci podmiotami w celu zaspokojenia wzajemnych potrzeb i interesów;
- zdefiniowanie obszarów sieci w zakresie bilansowania mocy dzięki zastosowaniu inteligentnego opomiarowania;
- możliwość zarządzania rozwojem lokalnych źródeł energii, w wyniku zarządzania siecią elektroenergetyczną, jako zbiorem mniejszych sieci;
- obniżenie zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym, m.in. dzięki zmniejszeniu strat na przesył energii elektrycznej.

Powyższe będzie wymagało modernizacji istniejących i przebudowy nowych układów zasilania. Jest to działanie konieczne ze względu na dynamicznie rozwijający się rynek energii, który potrzebuje sprawnie i dynamicznie działającej sieci elektroenergetycznej. Aktualny stan technologiczny niezbędnych do tego narzędzi informatycznych niewątpliwie pozwala na takie działania już w chwili obecnej. Wiele jednak wysiłku finansowego wymaga od przedsiębiorstw energetycznych tworzenie odpowiedniej infrastruktury telekomunikacyjnej i teleinformatycznej, tworzącej skuteczną, bezpieczną i zarazem optymalną sieć powiązań, sprzęgniętą w odpowiednie narzędzie, bądź system narzędzi teleinformatycznych, wspomaganych systemami ekspertowymi.

Można powiedzieć, że inteligentna sieć elektroenergetyczna to sieć elastyczna i o dużym stopniu zintegrowania, która analizuje i dostosowuje układy ruchowe do tego, co się dzieje w systemie elektroenergetycznym, jak również jest ona w stanie zarządzać zmieniającymi się wielkościami generacji ze źródeł wytwórczych.

Mówiąc o inteligentnych sieciach należy pamiętać o związanych z nimi inteligentnych licznikach, które mierzą aktualny stopień zużycia energii elektrycznej i przekazują te informacje zarówno do dostawcy jak i do odbiorcy, dając tym samym podstawy do podejmowania określonych decyzji.

Wszystko to, pomimo znacznych kosztów, w efekcie powinno przynieść wymierne korzyści rekompensujące te nakłady. Stworzenie bowiem inteligentnych sieci elektroenergetycznych pozwoli w istotny sposób ograniczyć koszty, zwłaszcza te związane z kradzieżą energii elektrycznej, z drastycznym ograniczeniem kosztów pomiarów i ich dokładności, jak również z możliwością zróżnicowania taryf. Mówiąc o modernizacji sieci i urządzeń pomiarowych nie można zapominać również o konieczności modernizacji instalacji elektrycznych u odbiorców. Te zaś muszą być poprzedzone stosownymi regulacjami prawnymi przede wszystkim w obrębie Ustaw „Prawo Budowlane” i „Prawo Energetyczne”.

Wciąż nierozpoznana do końca pozostaje np. rola źródeł rozproszonych, które właściwie zlokalizowane w systemie dystrybucyjnym mogą stanowić źródło mocy wytwórczych, ale również mogą optymalizować przepływy w tym systemie.

Równie istotnym elementem systemu z punktu widzenia ruchu sieci średniego i niskiego napięcia mogą być transformatory zlokalizowane w jej głębi wyposażone w automatyczne układy regulacji napięcia, które przy rosnącej liczbie źródeł rozproszonych mogą okazać się składnikiem niezbędnym systemu dystrybucyjnego.

\*

Budowa inteligentnej sieci to proces wieloletni, wymagający znaczących nakładów finansowych i zastosowania nowych technik zarządzania siecią. Przedstawione w publikacji statystyki ilościowo-rodzajowe elementów automatyki sieciowej wskazują na potrzebę modernizacji istniejącej automatyki lub wymiany jej na nową, a w znaczącej ilości doposażenie o najnowsze urządzenia cyfrowe odpowia-

dające wymaganiom stawianym inteligentnym sieciom. Wydaje się jednak, że duży wpływ na tempo budowy inteligentnej sieci będzie miał rozwój mikrogeneracji i magazynów energii oraz ich dostępność dla przeciętnego użytkownika systemu dystrybucyjnego. Wówczas, w połączeniu z wzrastającą aktywnością odbiorców w efektywnym użytkowaniu energii elektrycznej, sytuacja taka wymusi na operatorach systemu dystrybucyjnego potrzebę pełnego monitoringu stanu pracy sieci dystrybucyjnej, w tym niezautomatyzowanej dotychczas sieci niskiego napięcia.

**Robert Zasina** – absolwent Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Opolu oraz Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu. W 1994 r. rozpoczął pracę zawodową w energetyce na stanowisku dyspozytora Zakładowej Dyspozycji Ruchu w Zakładzie Energetycznym Opole SA. Od 2002 r. zajmuje stanowiska kierownicze i menadżerskie w spółkach ZE Opole i EnergiaPro, gdzie odpowiada m.in. za uczestnictwo operatora systemu dystrybucyjnego na rynku bilansującym, obsługę podmiotów na rynku lokalnym oraz służby utrzymania ruchu sieci. W 2011 r. objął stanowisko Szefa Biura Operatora Rynku Lokalnego w TAURON Dystrybucja SA, kierując obszarem zarządzania danymi pomiarowymi oraz zespołem projektowym, którego zadaniem jest opracowanie strategii wdrożenia smart metering i smart grid dla operatorów systemów dystrybucyjnych w Grupie TAURON. Aktywny członek wielu zespołów roboczych przy PTPIREE oraz URE z zakresu rynku energii i zadań operatora pomiarów. Członek zespołu technicznego przy Polskim Komitecie Normalizacji. Nadzorował wdrożenie kilku systemów informatycznych wspomagających operatora systemu w działalności operacyjnej (akwizycja pomiarów, obsługa rynku lokalnego, zmiana sprzedawcy, wymiana informacji z operatorem przesyłowym).

# Jak skoordynować wdrażanie inteligentnych sieci energetycznych w Polsce

Tadeusz Skoczkowski

**Streszczenie.** W artykule zwrócono uwagę na potrzebę skoordynowania przedsięwzięć podejmowanych w celu budowy inteligentnych sieci energetycznych (ISE) w Polsce. Przeprowadzono analizę SWOT wdrażania ISE. Przedstawiono czynniki istotne dla wdrożenia ISE. Przedstawiono strukturę mapy drogowej wdrażania ISE i podano przykładowy harmonogram realizacji. Zaproponowano role i zadania dla głównych interesariuszy.

## 1. Cele mapy drogowej<sup>1</sup>

Opracowanie skutecznych ram krajowych dla rozwoju inteligentnych sieci energetycznych (ISE) powinno zaczynać się od opracowania mapy drogowej (MD), która ustanawia skoordynowane w skali kraju organizacyjnie skuteczne i ekonomicznie uzasadnione podejście do budowy ISE.

Celem niniejszego artykułu jest zwrócenie uwagi na istotność potrzeby skoordynowania przedsięwzięć podejmowanych w celu budowy ISE w Polsce. Przedstawiony został pomysł przyjęcia mapy drogowej jako krajowego planu wdrażania ISE (MD ISE). Nie ma potrzeby wykazywania, że tylko działania skoordynowane w skali kraju pozwolą na osiągnięcie celów stawianych przed systemami energetycznymi przyszłości. Pozostaje jednak pytanie w jaki sposób to zrobić?

## 2. Analiza SWOT wdrażania inteligentnych sieci energetycznych

Analiza SWOT dla wdrażania ISE w Polsce została pokazana w tab. 1.

**Tabela 1.** Analiza SWOT dla wdrażania inteligentnych sieci energetycznych w Polsce

Zalety	Wady
Możliwość realizacji celów społeczno-ekonomicznych nieosiągalnych w konwencjonalnych systemach energetycznych	Wysokie nakłady finansowe Brak sprawdzonych modeli biznesowych
Mocne wsparcie dla polityki klimatyczno-energetycznej	Konieczność współpracy wszystkich interesariuszy, często o rozbieżnych celach i interesach
Rosnąca wiedza i akceptacja polityczna dla ISE	Brak jasnych zasad rekompensaty kosztów i alokacji przyszłych zysków
Możliwości	Zagrożenia
Korzyści dla szerokiego grona interesariuszy dla realizacji innych celów strategicznych np. ochrony środowiska, polityki innowacyjnej	Brak zainteresowania ze strony większości zainteresowanych np. odbiorców końcowych

<sup>1</sup> Niniejszy artykuł powstał w ramach realizacji projektu SmartRegions finansowanego w ramach programu „Inteligentna Energia – Europa”, którego partnerem jest Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

Zgodność celów środowiskowych na poziomie przedsiębiorstwa (producenci energii, operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych)	Zbyt wiele podjętych inicjatyw, co może prowadzić do chaosu i braku koordynacji
Usuwanie barier dla inwestycji w technologie innowacyjne np. niskoemisyjne	Brak lub źle skonstruowana MD ISE Brak konsensusu dla przyjęcia MD ISE
Tworzenie nowych usług, np. wymiana danych, działalność prosumencka	Indywidualne, niezorganizowane działania głównych interesariuszy
Rozpowszechnianie ISE umożliwia tworzenie bardziej konkurencyjnego i przejrzystego detalicznego rynku energii	Niechęć do dużych inwestycji w czasie kryzysu finansowego Inne potrzeby rozbudowy infrastruktury energetycznej
Szybkie zmniejszanie się kosztów ISE ze względu na rozwój technologiczny i wzrost skali rynku	Obecne nieuporządkowane zasady stanowią przeszkodę w stworzeniu skoordynowanego planu inwestycji i wprowadzeniu nowych usług
Standardy współpracy umożliwiają rekompensatę szkód powstałych z powodu braku koordynacji w funkcjonowaniu systemu i przepływie informacji	Brak wiarygodnej metodologii i kryteriów oceny skutków prowadzenia ISE np. finansowych, ekologicznych
	Nierozwiązana kwestia własności danych pomiarowych i ochrony danych osobowych

### 3. Wprowadzanie mapy drogowej

Nie ulega wątpliwości, iż mnogość oraz rozbieżne cele poszczególnych interesariuszy lub ich grup stanowią jedną z głównych barier przy budowie ISE<sup>2</sup>.

Zagadnieniem podstawowym przy podziale ról przy budowie ISE pozostanie kwestia alokacji kosztów i korzyści związanych z przyszłymi systemami energetycznymi oraz obowiązki i uprawnienia, które zostaną przypisane poszczególnym uczestnikom systemu.

Decydujące czynniki wdrożenia MD ISE w Polsce pokazano w tab. 2.

**Tabela 2.** Decydujące czynniki wdrożenia mapy drogowej inteligentnych sieci energetycznych w Polsce

Kluczowe zagadnienia	Opis
Dane potrzebne do określenia podstawowych warunków, celów i zamierzeń oraz przygotowania prognoz	Zidentyfikowane na poziomie kraju Dobrze określone w OSP i poszczególnych OSD w zakresie prowadzonych projektów pilotażowych
Kluczowe zdolności analityczne oraz narzędzia umożliwiające rozwój alternatywnego scenariusza rozwoju ISE	Potrzeba rozwoju narzędzi analitycznych umożliwiających ocenę kosztów i korzyści wprowadzania ISE (powszechnie akceptowalnych)
Ekspertyzy techniczne wymagane do rozwoju technologii oraz ograniczeń ISE	Częściowo istnieją na poziomie kraju (URE, PTPIREE*)
Ustawodawcy oraz przywódcy polityczni, którzy mogą wskazać czynniki wpływające na przyjęcie technologii	Komisja Sejmu RP ds. energetyki Ministerstwo Gospodarki

<sup>2</sup> Na [www.smartregions.net](http://www.smartregions.net) w zakładce „Roadamps”. Patrz tabela 9.

Jednostki prywatne mogące w znaczący sposób przyczynić się do sukcesu technologii	OSP. OSD. NFOŚiGW Producenci urządzeń i systemów ISE
Największe projekty ISE kiedykolwiek podjęte przy firmę (przyczyny sukcesu i porażki)	Opisy projektów istnieją w poszczególnych firmach energetycznych Najlepsze modelowe projekty są dostępne publicznie (opis ogólny)

\* Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii w Polsce. Instytut Energetyki. Oddział Gdańsk, 2010 – praca na zamówienie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE).

## 4. Struktura mapy drogowej inteligentnych sieci energetycznych

Przykład struktury MD ISE dla Polski przedstawiono w tab. 3. Opracowanie harmonogramu rzeczywistego dla Polski wymaga udziału wszystkich interesariuszy, w pierwszej fazie rządu, URE i przedsiębiorstw energetycznych i telekomunikacyjnych.

Szczególnie istotny, z uwagi na potrzebę uzyskania akceptacji społecznej dla ISE, jest udział przedstawicieli reprezentujących interesy odbiorców końcowych. Zaangażowanie federacji konsumentów, izb gospodarczych i organizacji handlowo-przemysłowych, dużych odbiorców energii na wczesnym etapie opracowywania MD jest warunkiem niezbędnym osiągnięcia konsensu wokół ISE. Ewentualne przedstawienie rozwiązań wypracowanych przez sektor energetyki, nawet przy współudziale polityków, nie doprowadzi do celu jakim jest współdziałanie wszystkich interesariuszy w projekcie budowy ISE.

**Tabela 3.** Struktura mapy drogowej inteligentnych sieci energetycznych.

Faza	Opis działania	Okres docelowy
Planowanie i przygotowanie	Określenie początkowych grup interesariuszy i ekspertów	1...2 miesiące
	Wstępne określenie zasobów (prawnych, regulacyjnych, ludzkich, technicznych)	
	Osiągnięcie konsensusu organizacyjnego i przyjęcie harmonogramu prac	
Visioning	Określenie ciała sterującego (np. platforma ogólnopolska ISE, Komitet Sterujący)	2...3 miesiące
	Określenie zasięgu, ograniczeń i przygotowanie do zmiany prawa	
	Poszukiwanie związków i koordynacja z innymi powiązаныmi projektami zarówno narodowymi jak i unijnymi	
Rozwój mapy drogowej	Określenie warunków dla modelowego projektu pilotażowego	2...3 miesiące
	Przeprowadzenie warsztatu „wizjonerskiego” dla decydentów wyższego szczebla w celu identyfikacji dalekosiężnych celów	
	Przeprowadzenie warsztatów mobilizacyjnych, organizowanych regionalnie i lokalnie	
	Ocena potencjalnego udziału technologii dla każdego przyszłego celu (energetycznego, środowiskowego oraz ekonomicznego)	1...2 miesiące
	Przeprowadzenie warsztatu(-ów) w celu określenia oraz zhierarchizowania potrzebnych technologii, polityki i horyzontów czasowych	
Stworzenie mapy drogowej; uruchomienie procesu jej realizacji oraz śledzenie rozwoju wykonania	2...4 miesiące	
Planowanie i koordynacja małych oraz średnich projektów pilotażowych	1...3 miesiące	

Faza	Opis działania	Okres docelowy
Wdrażania i korekta	Przeprowadzenie warsztat (-ów) dla ekspertów w celu powtórnego rozważenia priorytetów i terminów ich realizacji oraz pojawiających się ewentualnych nowych kierunków rozwoju	1...2 miesiące
	Realizacja projektów pilotażowych	1...2 lata
	Zdobywanie doświadczenia (np. raporty wewnętrzne, publiczne prezentacje pierwszych rezultatów)	Proces ciągły
	Stworzenie centrów doskonałości wspierających ISE	Kiedy konieczne
	Przeprowadzanie cyklicznych przeglądów i konsultacji z głównymi interesariuszami w celu zdobycia wiedzy i doświadczenia udoskonalających MD	Na stałe przyjętych zasadach
	Wymiana doświadczeń i organizacja warsztatów w celu realizacji „sprzężenia zwrotnego”	Na stałe przyjętych zasadach
	Promocja MD oraz przyciąganie nowych uczestników	Proces ciągły
	Powiększanie skali istniejących projektów	Kiedy konieczne
	Rozpoczynanie nowych projektów z możliwością przyciągnięcia nowych partnerów	Kiedy konieczne
	Przygotowanie, przeprowadzanie oraz zakończenie dużych projektów demonstracyjnych	Kiedy konieczne
	Śledzenie zmian w otoczeniu MD w czasie jej realizacji	Proces ciągły
	Wprowadzenie zmian w MD	Kiedy konieczne

## 5. Wnioski

Zaproponowana mapa drogowa jest propozycją skoordynowania działań mających na celu budowę ISE w Polsce. Nie ma wątpliwości, że skoordynowanie tak dużego i wielopłaszczyznowego przedsięwzięcia w skali kraju jest zadaniem trudnym. Szczególnie z uwagi na bardzo silny element konkurencji pojawiający się w działaniach zaangażowanych podmiotów gospodarczych przy braku silnego ośrodka politycznego i głębszego zaangażowania odbiorców energii oraz wypracowanych standardów technicznych.

Biorąc pod uwagę fizyczną i instytucjonalną złożoność systemów energetycznych, w tym w szczególności elektroenergetycznych, jest mało prawdopodobne, że rynek sam doprowadzi do rozwoju inteligentnych sieci energetycznych. Bardzo szeroka grupa interesariuszy, w tym rząd, regulator rynku energii, sektor elektroenergetyczny, zaplecze naukowo-badawcze, instytucje finansowe i odbiorcy końcowi energii współpracując z obrońcami środowiska muszą zdefiniować i przyjąć w drodze konsensusu nową filozofię funkcjonowania systemów energetycznych oraz ustalić sposób transformacji obecnych systemów w kierunku rozwiązań inteligentnych.

Płaszczyzną poszukiwania takiego konsensu może być MD ISE a struktura organizacyjna w zakresie rozwiązań legislacyjnych może być oparta na działającym w MG zespole ds. rozwoju rynku energii i parlamentarny klub ds. ISE. Prezes URE powinien ustalać minimalne wymagania techniczne dla rozwiązań technologicznych ISE oraz opracować rozwiązania regulacyjne, w tym taryfy umożliwiające i wspierające rozwój ISE. Akademia ISE w PSE Operator SA powinna stanowić forum dyskusyjne dla rozwiązań technicznych a klub NFOŚiGW forum wypracowywania koncepcji społecznych i mechanizmów finansowania wspomagających rozwój ISE.

Wsparcie finansowe dla projektów ISE, w obszarach demonstracyjnych i poznawczych, należy upatrywać w dalszym ciągu ze strony NFOŚiGW, którego program „Inteligentne sieci energetyczne”

jest instrumentem nie do przecenienia na obecnym, wciąż jeszcze początkowym etapie rozwoju ISE, wymagającym wsparcia publicznego. Dodatkowe możliwości finansowania badań naukowych, prac rozwojowych i wdrożeniowych pojawiają się w związku z uruchomieniem przez NFOŚiGW wspólnie z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju programu „Gekon” (efektywność energetyczna i magazynowanie energii, pozyskiwanie energii z czystych źródeł).

Nota o autorze

**Prof. dr hab. inż. Tadeusz Skoczkowski** jest pracownikiem naukowym Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej. W latach 1999-2010 pracował w Krajowej Agencji Poczyszczenia Energii S.A. na stanowisku prezesa zarządu. Jest autorem i współautorem przeszło 250 publikacji, w tym 3 książek, 11 patentów. Jest współwykonawcą kilkudziesięciu prac wdrożonych w przemyśle oraz autorem lub współautorem kilkunastu ekspertyz na potrzeby administracji centralnej. Brał udział w realizacji dziesięciu tematów dla 5. i 6. Programu Ramowego UE oraz kilkudziesięciu tematów w ramach programu Inteligentna Energia – Europa. Obecnie jest jednym z liderów programu Concerted Action na temat wdrażania Dyrektywy 2006/32/WE oraz bierze udział w programie Unii Europejskiej Smart Regions. Od roku 1994 jest Sekretarzem Naukowym Komitetu Elektrotechniki PAN. W latach 1994-2009 pełnił funkcję Sekretarza TC 27 Industrial electroheating equipment w International Electrotechnical Commission w Genewie.

# Program priorytetowy Inteligentne Sieci Energetyczne otwiera nowe obszary działania NFOŚiGW i wspomaga rozwój energetyki rozproszonej

5

Wojciech Stawiany

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono ideę i założenia programu priorytetowego NFOŚiGW *Inteligentne Sieci Energetyczne (ISE)*, a także sposób przygotowania i konsultacji. Zaakcentowano, że:

- Program jest złożony – ma charakter kompleksowy i wielomedialny,
- Program kładzie nacisk na funkcjonalność (a nie samo opomiarowanie) projektów, w szczególności na uzyskiwanie efektu ekologicznego dzięki wdrażaniu generacji rozproszonej odnawialnych źródeł energii,
- Program, realizowany w przestrzeniach pilotażowych wypracuje polskie doświadczenia w zakresie zrównoważonego zarządzania energią i urzeczywistnianiu idei inteligentnych osiedli, dzielnic i miast.

Myślą przewodnią działań Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) dla kreowania nowoczesnej energetyki jest fakt, że efektywność energetyczna, w tym *inteligentne sieci energetyczne*, są unikatowym obszarem, w którym ochrona środowiska idzie w parze z innowacyjnością i wzrostem konkurencyjności. *Inteligentne sieci energetyczne* to interaktywne i elastyczne systemy umożliwiające dynamiczne zarządzanie sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi za pomocą m.in. punktów pomiarowych i kontrolnych rozmieszczonych na wielu węzłach i łączach.

Systemy zwiększają niezawodność i efektywność dostaw energii oraz wydajności operacyjnej sieci, rozszerzają zakres pomiarów i kontroli sieci energetycznych oraz zakres zarządzania nowymi technologiami nawet w najdalszych punktach sieci. Systemy inteligentnych sieci energetycznych – poprzez integrację działań wszystkich przyłączonych do niej użytkowników, wytwórców oraz odbiorców – mają na celu zmianę profilu zasilania energią elektryczną w kierunku niskoemisyjnych sieci energetycznych, co będzie przekładało się na efekt ekologiczny realizowanych projektów, uwarunkowanych stroną popytową. Równoczesne bilansowanie energii w przestrzeniach objętych *inteligentnymi sieciami energetycznymi* umożliwia wprowadzanie w nich odnawialnych (czy alternatywnych) źródeł energii (głównie rozproszonych) i/lub systemów energooszczędnego oświetlenia, co bezpośrednio przekłada się na efekt ekologiczny. Natomiast wdrażanie systemów inteligentnego opomiarowania przyczynia się wprost do oszczędności energii przez konsumentów.

Powyższe przesłanki, w tym również fakt, że działania w ramach *inteligentnych sieci energetycznych* (ang. *Smart Grid*) są działaniami innowacyjnymi wspierającymi nowoczesną politykę energetyczną państwa, stały się podstawą, że NFOŚiGW w sierpniu 2010 roku zainicjował prace nad przygotowaniem odpowiedniego programu priorytetowego.

Dwuletni proces przygotowania programu połączony był ze zdobywaniem wiedzy (m.in. problematyce *inteligentnych sieci energetycznych* poświęciliśmy kilka spotkań Forum NFOŚiGW „Energia – Efekt – Środowisko”. Uczestniczyliśmy też w konferencjach i seminariach poświęconych tej problematyce; projekt programu prezentowaliśmy na wielu płaszczyznach, m.in. na posiedzeniu sejmowej Podkomisji Stałej d.s. Energetyki. Współpracowaliśmy z wieloma instytucjami i przedsiębiorcami. Należy



tu wymienić przede wszystkim: Urząd Regulacji Energetyki, Agencję Rozwoju Przemysłu S.A., Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, izby gospodarcze, firmy energetyczne (w tym zajmujące się poszanowaniem i zarządzaniem energią) oraz szeroko pojęty świat nauki i firmy konsultingowe. Dwa kolejne projekty programu priorytetowego poddaliśmy konsultacjom, w którym wzięło udział 120 jednostek i osób; uzyskano 39 odpowiedzi, uwag, poprawek i komentarzy oraz 22 dokumenty elektroniczne zawierające poprawki merytoryczne, komentarze oraz dodatkowe materiały.

- W połowie maja 2012 roku Zarząd NFOŚiGW przyjął program priorytetowy NFOŚiGW **Inteligentne Sieci Energetyczne** oraz dokumenty stanowiące regulamin pierwszego konkursu dla aplikacji projektów ise.
- W dniu 31 maja 2012 roku Rada Nadzorcza uchwałą nr 77/12 ustaliła szczegółowe zasady udzielania dofinansowania i szczegółowe kryteria wyboru przedsięwzięć programu priorytetowego NFOŚiGW **Inteligentne Sieci Energetyczne**.
- Prezentacja programu priorytetowego miała miejsce na XLI spotkaniu Forum „**Energia – Efekt – Środowisko**” w dniu 6 lipca 2012 roku. Wcześniej NFOŚiGW ogłosił I konkurs dla wnioskodawców; jego budżet wynosi 150 mln zł – wnioski winny być składane w okresie 3 grudnia 2012 r. – 31 stycznia 2013 roku.
- Regulamin konkursu, który jest dostępny pod adresem internetowym: <http://www.nfosigw.gov.pl/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/ise/ise---konkurs-i/> określa sposób aplikacji wniosków oraz wskazuje punktację za realizację poszczególnych działań w projektach ise.

Myślą przewodnią działań i decyzji NFOŚiGW dla kreowania w ten sposób przynajmniej elementu nowoczesnej energetyki jest fakt, że efektywność energetyczna, w tym *inteligentne sieci energetyczne*, są unikatowym obszarem, w którym ochrona środowiska idzie w parze z innowacyjnością i wzrostem konkurencyjności.

Program *Inteligentne Sieci Energetyczne* będzie kolejnym, który otwiera nowy obszar działania Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a który wpisuje się w polskie i europejskie dokumenty polityczne, programowe i prawne dotyczące działań na rzecz ochrony klimatu (ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, poprawy efektywności energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii) – w szczególności w zapisy *Strategii Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko*.

W programie o budżecie 340 mln zł określono, że NFOŚiGW będzie dofinansowywał przedsięwzięcia w zakresie *inteligentnych sieci energetycznych (ise)* realizowane w przestrzeniach pilotażowych. Przedsięwzięcia ise obejmą: energię elektryczną, energię cieplną, ciepłą wodę użytkową oraz (jedynie we współdziałaniu z innym rodzajem energii) energię gazową. Zdalne odczyty pomiarów oraz działania zwrotne w przestrzeniach pilotażowych zapewni budowana (częściej adaptowana) dla potrzeb projektu ise, warstwa telekomunikacyjna.

Dla optymalizacji wielkości efektu ekologicznego w programie priorytetowym zaakcentowano funkcjonalność działań ise (a nie samo opomiarowanie) – projekty ise zgłaszane do dofinansowania przez NFOŚiGW muszą (jako warunek konieczny) deklarować zainstalowanie rozproszonych odnawialnych źródeł energii oraz uzyskanie w przestrzeni pilotażowej **minimalnego ograniczenia/uniknięcia emisji CO<sub>2</sub> w wielkości co najmniej 1000 Mg/rok**.

Beneficjenci zgłaszający projekt *inteligentnych sieci energetycznych* do dofinansowania określają współrzędnymi geograficznymi przestrzeń pilotażową, na której będzie on realizowany; w przypadku elektroenergetyki winna ona być powiązana (zawierać w sobie) przynajmniej jeden Główny Punkt Zasilający (GPZ) – umożliwi to bilansowanie (optymalizację) wykorzystania energii w przestrzeni pilotażowej.

Ponadto, w przestrzeniach pilotażowych będą mogły być m.in. realizowane jako podstawowe następujące przedsięwzięcia: inteligentne sieci oświetleniowe z energooszczędnym oświetleniem, mikrogeneracja, kogeneracja i trójgeneracja gazowa, montaż urządzeń magazynujących energię (np. in-

frastruktury dla gromadzenia energii elektrycznej z/dla samochodów elektrycznych), a także montaż statycznych kompensatorów mocy biernej w ramach budowy/przebudowy sieci elektroenergetycznych służących przyłączaniu odnawialnych źródeł energii.

Dla zapewnienia kompleksowości projektów *ise* zgłaszający wniosek będzie deklarował (oprócz działań inwestycyjnych) realizację (w przestrzeniach pilotażowych): kampanii informacyjno-edukacyjnych oraz realizację działań przedrealizacyjnych – opracowań, raportów i programów informatycznych.

Beneficjentami programu priorytetowego będą: przedsiębiorcy, jednostki samorządu terytorialnego, uczelnie, instytuty badawcze, Polska Akademia Nauk oraz tworzone przez nią jednostki organizujące w przestrzeniach pilotażowych (na obszarze swego działania) przedsięwzięcia *inteligentnych sieci energetycznych*.

NFOŚiGW będzie dofinansowywał przedsięwzięcia *ise* w formie dotacji w wysokości 30% – 70% kosztów kwalifikowanych w zależności od beneficjenta i rodzaju przedsięwzięcia.

Przewiduje się, że program obejmie ok. 180 tys. osób zamieszkujących przestrzenie pilotażowe i przyczyni się do redukcji/uniknięcia emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych w wielkości ok. 80 tys. Mg CO<sub>2</sub>/rok. Ponadto, efektami ekologicznymi realizacji programu priorytetowego będą m.in.: produkcja energii elektrycznej z rozproszonych źródeł OZE (ok. 80 GWh), oszczędność i optymalizacja zużycia energii elektrycznej (zmniejszenie zapotrzebowania szczytowego), ograniczenie zużycia ciepła, ciepłej wody oraz gazu, ograniczenie strat w przesyle energii, awaryjności sieci, a także nielegalnych poborów energii. Realizacja przedsięwzięć *ise* w przestrzeniach pilotażowych wypracuje w społecznościach lokalnych postawy **prosumenckie**: równoczesnych **producentów** i **konsumentów** energii.

Rozwój i wdrożenie, we współpracy samorządów (mieszkańców) i przedsiębiorców idei *inteligentnych sieci energetycznych* w przestrzeniach pilotażowych pozwoli realizować równolegle lub w przyszłości projekty inteligentnych dzielnic, miast<sup>1</sup> i regionów.

Poprzez projekty *Smart Grid* stworzone zostaną nowe możliwości dla samorządów i mieszkańców, jak przykładowo:

- optymalne wykorzystanie zasobów energetycznych dostępnych w granicach miasta i/lub regionu, z uwzględnieniem energooszczędnego oświetlenia;
- wdrażanie rozproszonych odnawialnych źródeł energii, a w przyszłości również magazynowania energii;
- lepsza organizacja ruchu kołowego w miastach/regionach dzięki szerszemu wykorzystaniu transportu publicznego;
- przyciągnięcie inwestycji w infrastrukturze energetyki, szczególnie tam, gdzie barierą jest marna jakość infrastruktury sieciowej;
- czytelność rachunków za media energetyczne oraz możliwość bieżącego (w czasie rzeczywistym) odczytu i zużycia energii;
- oszczędność energii i ograniczenie podwyżek cen energii.

Realizacja projektów *inteligentnych sieci energetycznych* stwarza również możliwości optymalizacji wykorzystywania energii m.in. w kampusach szkół wyższych, galeriach handlowych czy specjalnych strefach ekonomicznych.

---

<sup>1</sup> Na schemacie zaczerpniętym ze strony [www.smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu) przedstawiono ideę *inteligentnych sieci energetycznych* w mieście.



Legenda schematu ISE	
1 – Elektrownia zawodowa niskoemisyjna (np. z CCS)	13 – (mikro) kogeneracja np. ogniwo paliwowe na H2
2 – Duża elektrownia wodna	14 – Zarządzanie stroną popytową (DSM)
3 – Mała elektrownia wodna	15 – Panele solarne
4 – Elektrownia słoneczna (helioelektrownia)	16 – Mieszkalne jednostki poligeneracyjne (micro CHP)
5 – Lokalne centrum kontroli i komunikacji (VPP)	17 – Nadprzewodnikowy zasobnik energii (SMES)
6 – Biogazownia na biomasę	18 – Akumulatory ciepła lub pompy ciepła
7 – Morska farma wiatrowa	19 – Systemy magazynowania energii (np. CASE)
8 – Mikrosieć (microgrid)	20 – Podziemne linie przesyłowe (energia & informacje)
9 – Systemy wykorzystujące energię fal i prądów	21 – Ogniwa fotowoltaiczne
10 – Stacja dla pojazdów napędzanych H2 (lub EV)	22 – Transformator
11 – Podziemne magazyny sprężonego wodoru	23 – Linia wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC)
12 – Ogniwa paliwowe (wodorowe)	24 – Systemy prognostyczne
	25 – Nowe usługi (wartość dodana dla odbiorców)

Wdrażanie idei *Smart Grid* to również **zrównoważony rozwój energetyczny**, czyli taki sposób gospodarowania energią, aby zapewnić dostęp do niej w wystarczającej ilości nie tylko obecnemu, ale i przyszłym pokoleniom oraz zmniejszyć do minimum negatywne oddziaływanie na środowisko.

Oferowany przez NFOŚiGW program priorytetowy zakładający realizację przedsięwzięć *ise* w przestrzeniach pilotażowych umożliwi:

- sprawdzenie poprawności założeń;
- realizację innowacyjnych i nowatorskich rozwiązań technicznych i organizacyjnych;
- uzyskanie informacji o korzyściach i możliwościach ich redystrybucji pomiędzy różnych interesariuszy.

Opracowany przez NFOŚiGW program priorytetowy *Inteligentne Sieci Energetyczne* jest programem kompleksowym i wielomedialnym – a więc nie tylko energia elektryczna.

Chciałbym w tym miejscu zaakcentować jeszcze trzy elementy:

- konieczność realizacji projektów *inteligentnych sieci energetycznych* przez konsorcja beneficjentów;
- realizacja zadań edukacyjnych i promocyjnych (co jest wymogiem programu) da społecznościom w strefach pilotażowych wiele informacji dla wypracowywania i przyjmowania postaw prosumenckich;
- realizacja projektów *inteligentnych sieci energetycznych* w warstwie energii ciepłej i ciepłej wody użytkowej stworzy możliwość optymalizacji funkcjonowania węzłów i sieci ciepłowniczych.

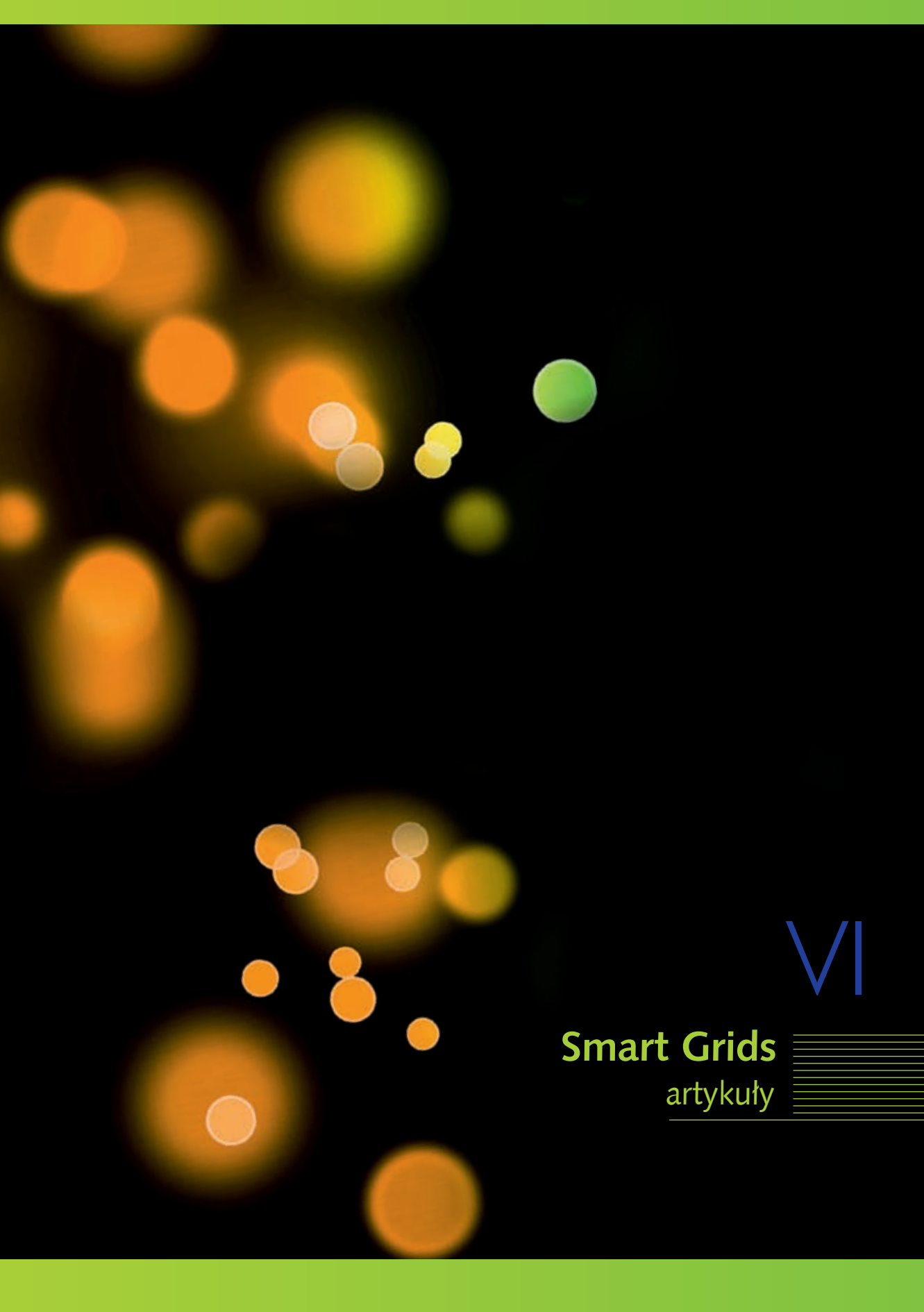
Wiedza, doświadczenia i wyniki zebrane podczas realizacji programu priorytetowego (który będzie na bieżąco monitorowany) pozwolą w przyszłości na wdrażanie idei *inteligentnych sieci energetycznych* na znacznie szerszą skalę.

**Wojciech Stawiany** – absolwent Wydziału Chemicznego Politechniki Śląskiej. W swojej aktywności zawodowej od 1989 roku podejmuje zagadnienia ekologii oraz inżynierii i monitoringu środowiska. W latach 1989 – 2003 będąc Dyrektorem Ośrodka Badań i Kontroli Środowiska oraz koordynatorem regionalnego monitoringu środowiska w województwie katowickim wdrożył projekt Banku Światowego „Strategia Zarządzania Środowiskiem” w zakresie ochrony powietrza, a także projekty ekologiczne w przemyśle realizowane we współpracy z EPA/USA w Programie „Śląsk – Katowice – Ostrawa”.

W trakcie pracy w NFOŚiGW w latach 2003 – 2005 jako Dyrektor Departamentu Projektów Strukturalnych prowadził zagadnienia Sektorowego Programu Operacyjnego „Wzrost konkurencyjności przedsiębiorstw” poprzez działania w ich infrastrukturze zmierzające do zmniejszania oddziaływania na środowisko.

W latach 2005 – 2007 był Głównym i Zastępcą Głównego Inspektora Ochrony Środowiska. Od 2008 roku pracuje ponownie w Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej – jest ekspertem w zakresie zagadnień ochrony klimatu – szczególnie energooszczędności i poprawy efektywności energetycznej (w tym inteligentnych sieci energetycznych), a także czystych technologii węglowych oraz związanych z tymi działaniami efektów ekologicznych i energetycznych.





VI

**Smart Grids**  
artykuły





– NEDO’s activities to realize smart communities

NEDO’s support in the development of technologies necessary to establish grid connections, in addition to the development of renewable energy technologies including PV and wind power generation, was started before smart grids gained worldwide attention (Figure 3).

For example, Photo 1 shows a demonstration project on grid-interconnection of clustered PV power generation systems conducted from 2002 to 2007 in Japan. PV panels were installed on 553 houses to achieve a PV capacity of 2,129 kilowatts, with an average capacity of 3.85 kilowatts per house. During the project, evaluations could be carried out on technologies necessary for the introduction of a smart grid, including technologies for grid stabilization and output controls when the PV systems were installed on a large scale. Based on the results of this project, the effects of voltage increases on output control and system security were simulated and countermeasures were developed.

A demonstration project for large-scale PV power generation systems has been carried out since 2006 with two sites (Photo 2). At a PV power station constructed in Wakkanai City, power generation capacities are calculated based on weather forecasts. The site demonstrates the use of storage batteries for mitigating output fluctuations and the formulation of power transmission schedules with fixed transmission capacities. At the other project site in Hokuto City, which is known for its high amounts of insolation, twenty-seven different types of PV modules, including two with solar tracking systems, are being evaluated in addition to the development of power conditioners for large-scale PV power generation systems.

Figure 2 Japan’s Smart Community Roadmap

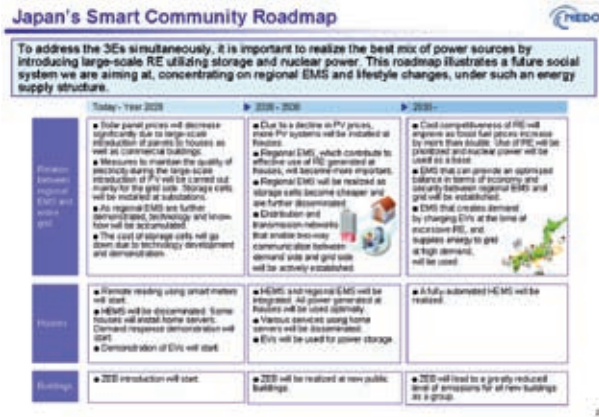


Figure 3 Smart Community Related Experience

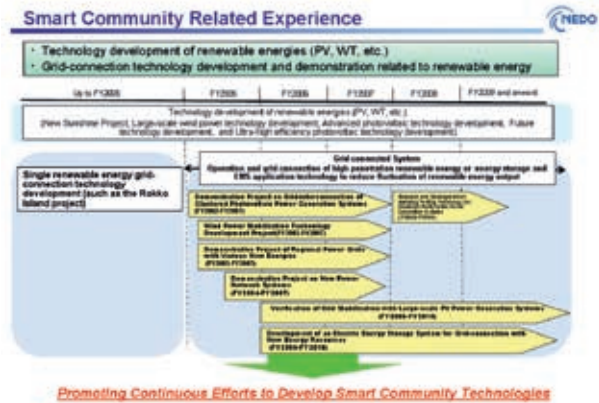
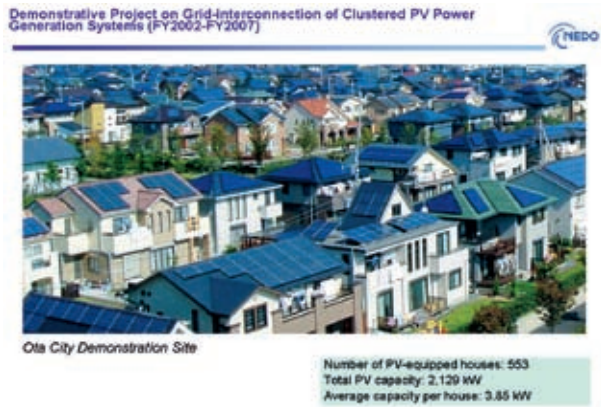


Photo 1 Demonstrative Project on Grid-interconnection of Clustered PV Power Generation Systems





A project to develop technology to stabilize output from wind power generation systems was carried out from 2003 to 2007 at the Tomamae Winvilla Wind Farm. In this project, using a total of six megawatts of storage batteries installed at an existing wind power generation plant, and technologies to stabilize and control the power output from the wind farm were reviewed in order to enhance and promote grid connection with wind power generation.

– Japan's future smart community-related projects

Emphasis has been placed on developing element technologies used for composing smart grids, and such technologies will be integrated into systems in the future. These systems will be demonstrated in smart community projects, which will be conducted in both Japan and overseas, with an aim to develop optimal solutions for overall social systems.

In Japan, four areas were selected in 2010 for a project entitled "Demonstration Project of Next-generation Energy and Social Systems". In order to make smart communities a reality, pilot projects will be carried out over a period of five years, and the central government, local governments, private enterprises and citizens will work hand-in-hand to develop a new social system.

International projects are also underway. NEDO and the State of New Mexico government have been engaged in developing a smart grid project since 2009. In this project, research will be carried out at five different sites in New Mexico and NEDO will take part in the research at two sites in Los Alamos and Albuquerque as well as collective research. In 2010, NEDO selected companies that will conduct demonstration activities on its behalf. NEDO will provide a one MW capacity PV system, one MW capacity storage batteries and a smart house called the

Photo 2 Verification of Grid Stabilization with Large-scale PV Power Generation Systems

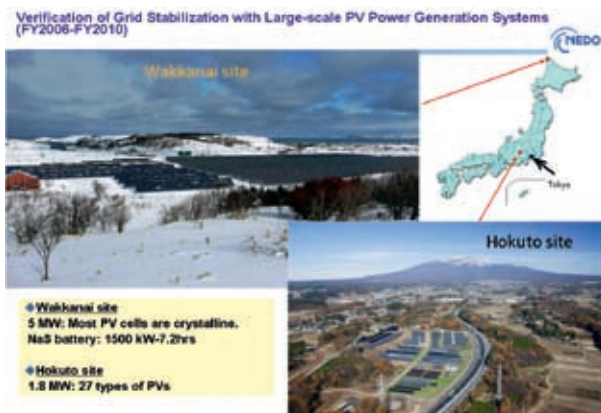
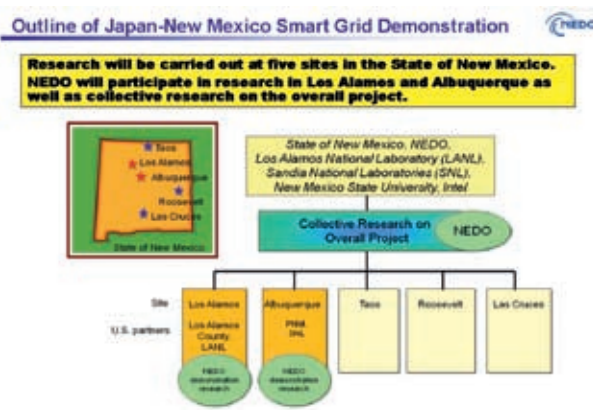


Figure 4 Future Plan for Smart Community Related Projects



Figure 5 Outline of Japan-New Mexico Smart Grid Demonstration



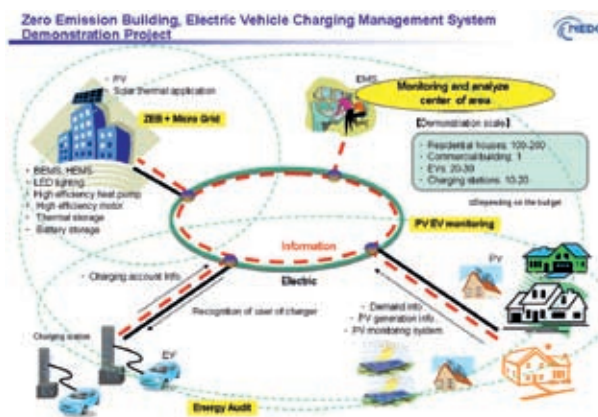
“NEDO House” to demonstrate energy management systems. The smart house will be equipped with a home energy management system that includes an intelligent server, energy storage equipment, smart meter and smart appliances, and will demonstrate real time pricing by using this system.

In Albuquerque, a demonstration project will be conducted in conjunction with Sandia National Laboratory and PNM. Various types of generators and storage batteries will be installed in a commercial building to demonstrate self-sustaining operations. Energy management systems for microgrids as well as frequency fluctuation suppression technology will also be demonstrated and evaluated.

Collective research on the overall project will be carried out after all of the demonstration activities have been completed. The research will include an analysis of data collected throughout the project, and a review of demonstrated systems and technologies such as safety and maintenance technology, cyber security, IT systems, data management systems and distributed generation systems for PV and other energy.

Furthermore in Europe, smart community projects will commence from 2011 in France and Spain. In preparation for the large-scale introduction of renewable energy and the promotion of next-generation vehicles, the project in France aims to demonstrate the effectiveness of a smart community to be created within a redevelopment district in Lyon, the second largest city in France. This five-year project will be implemented in cooperation with the Urban Community of Lyon, and coinciding with urban planning in the Lyon Confluence.

Figure 6 Outline of NEDO-Lyon Project



The following activities will be carried out in this project:

- Demonstration of zero emission building technologies, such as building energy management systems, to be installed in a new building;
- Establishment and demonstration of an EV charger billing management system and PV remote management system; and
- Testing of an energy audit program in the redevelopment district

Companies conducting this project were selected and a feasibility study for this project is currently underway by them.

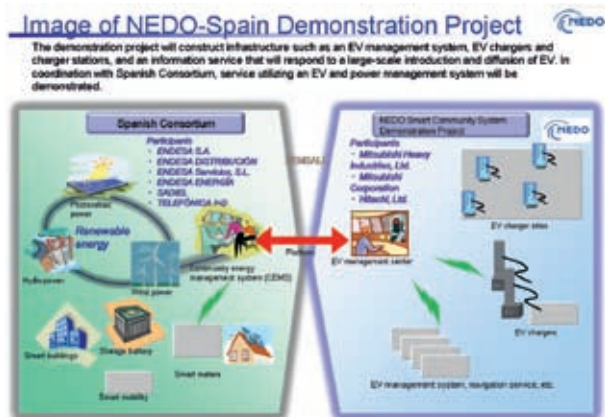
In the demonstration of zero emission buildings, Japan’s advanced heat pump, storage battery, fuel cell and high efficiency home appliance technologies will be installed in a new building to demonstrate the technologies’ applicability as well as energy efficiency.

An infrastructure for charging EVs, including management systems for billing and authentication, will be established and the reliability of the infrastructure as well as compatibility among different systems will be evaluated. For PV generation, a remote monitoring system and a structure to minimize the use of storage batteries during power generation will be developed in order to identify measures to resolve potential issues and analyze the balance between energy supply and demand.

The energy audit program is intended to monitor the use of energy in buildings and houses in order to identify consumer needs and trends, and to demonstrate shifts in energy use hours based on PV generation capacity in order to further reduce energy consumption.

In preparation for the large-scale introduction and dissemination of EVs and with due considerations for availability to EV users, the smart community project in Spain aims at establishing battery operation management at charging facilities or effective charging facility navigation services to users in order to reduce the effects of charging demands on power grids. This smart community project aims to introduce the deployment of EV management systems and charging facilities to support the large-scale introduction and dissemination of EVs, maintenance of infrastructures such as information services, and the establishment of platforms for the coordination with the Malaga Smartcity Project, which integrates information for energy management systems (including renewable energy), existing grid management systems and other related systems. An analysis for the potential to convert Malaga city's grid management system to a smart system will also be carried out during the project.

Figure 7 Outline of NEDO-Spain Project



In addition to the above-mentioned overseas projects, other projects such as an inland area smart community project in Gongqingcheng city, China and a remote island smart community project in the U.S. state of Hawaii are also in the planning stage. Projects to demonstrate the benefits for such smart communities have also been scheduled. Feasibility studies will be conducted in preparation for the scheduled FY2011 commencement of these projects. During the feasibility studies, data collection, including preliminary investigations and field studies, and analysis will be conducted and NEDO will evaluate the feasibility of implementing these projects based on budgeting analysis and other factors.

In addition to the development of various technological components through international demonstration projects, NEDO will continue to work to establish smart communities that are adaptable to local social systems.

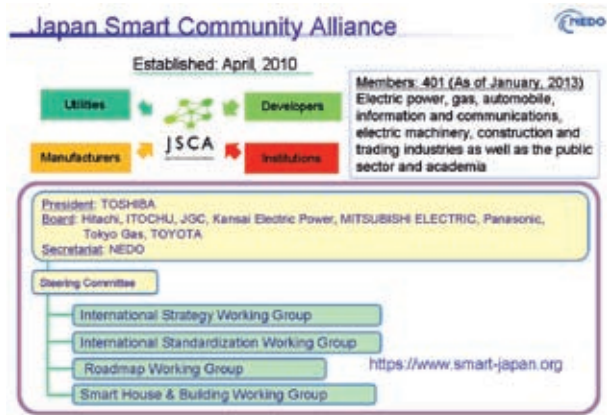
## 2. Role of Japan Smart Community Alliance (JSCA)

Smart community and smart grid-related technologies have been attracting global attention, and various activities to advance these technologies further are expected to be undertaken in the U.S., Europe and Asia. Because smart communities comprise various technologies and systems, they cannot be achieved by one company or one industry. The importance of cooperation across industries and private and public entities has been recognized to fulfill this need. The Japan Smart Community Alliance (JSCA) was established in April 2010 to promote cooperation among industries and the active participation of Japanese enterprises in these activities. In addition to accelerating national efforts to promote smart communities, JSCA facilitates cooperation between public and private sectors, serves as an information platform to create roadmaps and address common issues, as well as works to establish international standards. JSCA is comprised of members from various fields such as energy, automobiles, IT and communications, electrical appliances, housing construction, trading firms, local governments and universities. NEDO works as its secretariat. JSCA carries out various activities to promote smart communities by sharing information on governmental needs, relevant issues and public funds use. JSCA started in April with 287 members, but the current number of JSCA members as of January 2013 has grown to 401.

The following four working groups were formed within JSCA in order to carry out relevant activities on a practical level:

- 1 | The International Strategy Working Group identifies domestic and global smart grid trends and shares such information with members. This working group also studies and develops practical strategies to support Japanese companies in their international deployment activities.
- 2 | The International Standardization Working Group facilitates practical activities to achieve international standards in 26 different areas identified by the Ministry of Economy, Trade and Industry's study group on international standardization of next-generation energy systems.
- 3 | The Roadmap Working Group prepares a roadmap for smart grid technology development. It also promotes technology development as part of a social system by developing a scenario for a next-generation society in which smart grid-related technologies have been disseminated.
- 4 | In order to achieve rapid commercialization of smart house technologies, the Smart House Working Group reviews information infrastructures that will enable visualization and monitoring of home energy use evaluation as a basic consumer service.

Figure 8 Japan Smart Community Alliance



Other JSCA activities include dispatching delegations made up of representatives from public and private sectors to other countries in order to engage key international institutes and share relevant information. Last year alone, delegations were sent to the U.S. in April, Europe (Germany, Belgium and France) in November and Malaysia in December to host workshops in the respective countries. JSCA is planning to dispatch delegations to Southeast Asia and other countries this year. JSCA also participates in various events such as seminars and conferences on international standardization by sending speakers and panelists as well as presents JSCA-related materials to actively share information.

As one of JSCA's activities, a Smart Grid Summit was held in June, 2010. Experts in smart grids and international standardization from the US, Europe, China, Singapore and Japan participated in lectures and panel discussions during the event.

Moreover, JSCA continues to extend its cooperation to other countries through its participation in the Global Smart Grid Federation (GSGF), which was established in September, 2010, in order to bring together public-private smart grid initiatives on a global basis and is composed of smart grid-related

Photo 3 Smart Grid Summit



organizations as well as stakeholders from the U.S., Canada, South Korea, Australia, India and Ireland in addition to Japan. To date, JSCA has taken part in GSGF events held in Washington D.C. and Jeju.

---

### 3. Conclusions

The establishment of smart communities is necessary to improve the quality of life in both Japan and other countries. To establish such smart communities it is important to further develop existing smart grid technologies and demonstrate smart community-related technologies in a real world environment. Public and private sector cooperation across various industries will be a major factor in realizing smart communities, and this is the reason that JSCA was established. JSCA will continue to play a key role in facilitating international deployment activities and strengthening collaboration with overseas organizations.

# Virtual Power Plants: A Complementary Policy to Support Poland's Renewable Energy Objectives

## 2

Edith Pike-Biegunska

Frederick Weston

## 1. Introduction

As Poland considers revisions to its renewable energy law, it is useful to look at the interaction of renewable energy goals with complementary policies that can help meet these goals at lower overall cost. One of the most effective avenues to controlling costs while helping to meet environmental goals is the deployment of demand-side measures such as energy efficiency (EE), demand response and load management (DR/LM), and customer-sited renewable generation (distributed generation or DG).<sup>1</sup> These measures – described in more detail below – reduce demand on the system. This creates a triple benefit of reducing the need for additional generation, delaying the need for new transmission and distribution lines, and reducing the total amount of renewable generation on the system needed to meet Poland's 2020 target. Strategically-managed demand response can further help integrate non-dispatchable renewable resources into the operations of the system. Lastly, EE and DR/LM are low-carbon resources that can help meet Poland's 2020 greenhouse gas (GHG) reduction goals.

Yet demand-side resources face significant barriers to deployment. From a power system perspective, the value that demand-side resources bring in terms of system benefits such as deferred or avoided generation, transmission, and distribution investments is not recognized or compensated. Demand-side resources are not viewed as power system resources, and are therefore neither actively integrated into system planning nor funded in the same way that conventional resources are funded. There are, of course, also significant barriers to deployment of demand-side resources from a customer perspective. These include the split incentive between building owners and occupants (renters); owners, who do not pay the monthly energy bills, do not have an incentive to invest in the high efficiency end-uses that will save the occupants money. End-users often do not receive adequate price signals or information to invest in EE, DR/LM, or DG. The upfront costs of implementing demand-side measures, combined with the often high discount rates customers apply to these measures, further block investment.

As a result of these barriers:

- Consumers pay two or three times as much for adding 1 kwh than they would for saving 1 kwh;
- Nations have developed markets, financial devices, and regulatory rules that support massive additions of conventional generation but at best small opportunities for utilities or others to develop a large scale energy efficiency business; and

<sup>1</sup> EE refers to long-lived improvements in the efficiency with which end-uses (motors, appliances, industrial processes, buildings) use energy, in this case electrical energy. DR/LM refer to short-lived (minutes, hours) reductions in demand through curtailments in load. DR involves voluntary end-user curtailments in response to price signals. LM involves curtailments administered by the electric company or system operator; typically, end-users are paid for the reductions they provide. DG typically refers to small-scale generation facilities on end-user premises ("behind the meter") that reduce end-user demand for grid-supplied electricity.

- The ability to meet emission reduction targets is jeopardized and the cost of emission reduction is much higher than need be.

One approach that has proven effective in stimulating greater uptake of demand-side resources is the aggregating of projects into a “virtual power plant” (VPP). A VPP is a bundle of demand-side programs designed to yield load reductions in amounts, timing, and durations that very closely resemble – and are as predictable and substantial as – a conventional power plant (CPP). The VPP concept arose from the recognition that:

- Financing, building, and producing a revenue stream to pay for conventional power plants is commonplace;
- If a VPP with output (savings) comparable to the output of a CPP had comparable financing and revenue security, its cost would be 1/3 that of a CPP (or even less);
- The VPP concept creates new opportunities to overcome barriers to demand-side resources and to realize the full potential.

To cite a concrete example: China easily finances and builds 100 GW of CPPs a year. At the same time, China has more than 150 GWs of VPPs readily available—equal to roughly 15% of the country’s installed capacity. These VPPs cost about 1/3 the cost of a CPP. The State Council in China has explicitly endorsed the VPP concept (referred to in China as an “EPP” or “efficiency power plant”), and the Asian Development Bank (ADB) is financing (\$200 million) the “construction” of two VPPs in two Chinese provinces. VPPs in China are helping to build low-cost system resources while overcoming barriers to mobilization of demand-side resources.

This short paper describes some of the broad characteristics of an VPP in more detail. It then looks at VPP design and provides two case studies. Lastly, it turns to the potential for VPPs in Poland to support renewable energy goals, and it suggests some policies that can support VPP development in Poland.

---

## 2. VPP Characteristics

### 2.1. General characteristics

A virtual power plant is, simply put, a group of demand-side projects that produces measurable, predictable reductions to load. The difference between a VPP and a general demand-side program is, in part, one of perspective: a VPP is measured and evaluated in a way that allows for direct comparison with conventional power plants (CPPs). This requires accurate measurement of energy savings, or in the case of distributed generation (DG), of power generated on the customer-side of the meter and used on-site or exported into the power system. VPPs are generally larger in scale than demand-side programs. The most significant distinction, however, is that VPPs represent an approach that treats demand-side resources on equal footing with supply-side resources in terms of system planning, financing, and cost recovery. While not all VPPs reach this level of integration with system planning and build-out, this is one of the strongest approaches for maximizing the cost-effective potential of demand-side resources in the power system.

A VPP can incorporate any combination of energy efficiency measures, demand response and load management, and DG. All three of these categories of measures serve the power system by reducing load. Energy efficiency does so by reducing load by a certain number of megawatts for a prolonged period of time<sup>2</sup>. DR and LM curtail load when demand on the system is very high – either as the result of an extreme peaking event, or more consistently to smooth out smaller peaks such as those that can occur on a system with significant penetration of intermittent resources. Customer-sited generation

<sup>2</sup> The time period will differ depending on the average life of the measures installed.

reduces load by meeting some or all of a customer’s energy needs at certain times. It can also feed energy into the system when the customer is not using all of the energy being generated.

The VPP concept grew out of the recognition that (1) a kWh saved is almost always cheaper than a kWh generated; (2) a programmatic approach is needed to overcome barriers to demand-side resources and to realize their potential; and (3) when bundled together, demand-side measures can be more easily compared to supply-side resources in terms of both capacity and output (savings).

In addition to low per-kWh costs, demand-side resources can provide significant system benefits and therefore cost savings. They defer or avoid generation, transmission, and distribution investments; this effect upon generation thus makes it easier to meet renewable energy targets. They improve system reliability.<sup>3</sup> VPPs can provide (through DR/LM) real-time ancillary services (ramping, frequency regulation) to enable better integration of intermittent renewables into the grid (an innovation that is at various stages of implementation in the US, EU, and China). And, lastly, they avoid the environmental impacts of generation.

## 2.2. Comparing VPPs to CPPs

Like a CPP, a VPP must be planned, financed, built, and operated, and its performance (producing or saving kWhs) must be measured and verified. With the right policies in place, a VPP can be financed and paid for in the same way as a CPP. With a CPP, the capital and operating costs are paid over time as the power plant produces electricity. Similarly, the cost of the VPP is paid over time as the VPP saves kWhs.

**Table 1.** CPP and EPP Fuel Use, Emissions and Cost/kWh

	CPP	EPP
<b>Capacity</b>	300 MW	300 MW
<b>Annual MWh produced/saved</b>	1.5 million	1.5 million
<b>Fuel Use/kWh</b>	340 grams coal	0 grams
<b>SO<sub>2</sub> emissions/kWh</b>	4 grams	0 grams
<b>Average cost/kWh</b>	35-40 fen (0.18 PLN – 0.21 PLN)	15 fen (.08 PLN)

The example above is for a VPP for energy efficiency in China (referred to as an “efficiency power plant” or “EPP” in China) that bundles energy efficiency programs that provide “baseload” reductions comparable to the baseload generation of a coal-fired power plant. The comparison might in reality be more complex, and may need to take into account additional characteristics such as on-peak savings, the ability to respond quickly to system needs, and, as appropriate, environmental attributes, such as avoided GHG emissions. Even this simple comparison, however, demonstrates the value of efficiency in terms of fuel savings, SO<sub>2</sub> emissions reductions, and a lower average cost per kWh.

## 3. VPP Design

There are a number of ways to approach VPP planning, funding, and implementation. The following three design models have successfully driven wide-scale energy savings in the United States (California and the New England and PJM Forward Capacity Markets) and South Korea:

<sup>3</sup> In fact, in the US Northeast and mid-Atlantic states, EE and DR/LM successfully compete against generation and transmission options to provide reliability resources.



- 1 | Comprehensive integration of VPPs into power sector planning and operations, with revenues collected in electricity prices;
- 2 | Integration of demand-side resources into “forward” capacity markets;
- 3 | Earmarked funding with centralized planning and implementation.

The following case studies describe how these models have been implemented and provide lessons for how Poland might consider adapting and, over time, adjusting its policy framework to support greater penetration of demand-side resources through VPPs. While the examples focus on energy efficiency and demand response, they could also be used to support wide-scale development of distributed generation.

### 3.1. Case study, California

In California, VPPs are funded through retail prices, just like CPPs. California’s privately-owned electric utilities<sup>4</sup> must design and implement a portfolio of energy efficiency and demand response programs in order to meet MW and GWh savings goals.<sup>5</sup> These goals are established through an integrated planning process (called Long-Term Procurement Planning or LTPP) aimed at meeting energy needs with a least-cost mix of demand- and supply-side options.<sup>6</sup> Utilities are further required to prepare plans that compare supply and demand resources on an equal basis and demonstrate compliance with California’s Energy Action Plan, which requires that cost-effective demand-side solutions be procured before pursuing new supply-side options. Investments in new supply-side options that do not follow the Energy Action Plan and the LTPP rules may not be recovered by the utilities in rates.

Utility energy efficiency programs are, in effect, VPPs. They exhibit the following central characteristics:

- 1 | They have a stable source of funding that supports broad-reaching programs;
- 2 | Utilities employ a programmatic approach to meeting their EE goals;
- 3 | Sound standards for evaluation, measurement and verification (EM&V) accurately quantify savings; and
- 4 | Efficiency programs are driven by key policies that set concrete goals and standards for EE, ensure full utility participation, and overcome the disincentive for utilities to invest in EE.

#### 3.1.1. Stable Funding

All energy efficiency programs are funded through electricity prices via two separate mechanisms. A system benefits charge (SBC) of about \$.0048/kWh provides a minimum amount of funding for energy efficiency, renewable energy, and research and development (R&D) programs.<sup>7</sup> The SBC is charged on a per-kWh basis and is paid by all consumers. Additional funding needed to meet savings goals is included in electricity prices through the same methods used to include power supply costs in electricity prices (“procurement funding”). In 2006 – 2008 California utilities invested \$2.1 billion

<sup>4</sup> California’s regulated utilities are, in large part, vertically-integrated.

<sup>5</sup> A wide range of demand response (load management) programs, also ratepayer-funded, are used to reduce peak load, increase reliability, and decrease system costs. For current purposes, however, we focus on the EE obligation.

<sup>6</sup> More information on California’s LTPP process can be found at <http://www.raponline.org/Feature.asp?select=14#IRP%20Survey>.

<sup>7</sup> American Council for an Energy Efficiency Economy (ACEEE), State Energy Efficiency Policy Database, California Utility Policies. [http://www.aceee.org/sector/state-policy/california#Energy Efficiency Program Funding](http://www.aceee.org/sector/state-policy/california#Energy%20Efficiency%20Program%20Funding).

(6.9 billion PLN) into EE, and generated verified annual savings of 4,097 GWh in net electricity savings and 44 million Therms of natural gas. These savings levels represent approximately 1.3% of electricity and 0.2% of the natural gas sales over the same 2006-2008 time period.<sup>8</sup> At the same time the cost of a kWh saved was \$0.029/kWh (0.095 PLN/kWh).<sup>9</sup>

### 3.1.2. Programmatic approach

California utilities deploy energy efficiency through a range of programs. Regulators have determined that, since every customer contributes to the SBC funds, every customer should have access to SBC-funded programs. As a result, SBC-funded efficiency programs are designed to target all customer classes equitably.

By contrast, procurement-funded programs are targeted toward areas with the greatest savings potential. Pacific Gas & Electric's (PG&E) approach is to design programs that meet the needs of specific customer groups (i.e., schools, factories, farmers, hospitals, etc.). This allows the utility to approach customers with a comprehensive range of savings programs designed to meet industry-specific needs. Other utilities have programs oriented toward specific end-uses (e.g., lighting, heating, cooling) as well as toward specific end-users (e.g., schools, hospitals, agriculture).

### 3.1.3. EM&V standards allow for accurate accounting of savings

California is one of about a dozen US states that have established EM&V requirements for ratepayer-funded utility energy efficiency programs.<sup>10</sup> The current EM&V requirements were created in April 2006 and provide for a standardized approach to measure energy savings resulting from utility-run energy efficiency programs. The table below demonstrates the savings achieved by California's four largest investor owned utilities between 2006 and 2008.

Evaluated Net Savings 2006-2008<sup>11</sup>

	Third Earnings Claim (PY2006-2008 True-Up)				
	PG&E	SCE	SDGE	SoCalGas	Total
<b>Savings Goals</b>	<b>PY 2004-2008</b>				
Total Cumulative Savings (GWH)	4,313.0	7,788.0	1,175.0		10,276.00
Total Peak Savings (MW)	936.0	1,006.0	223.0		2,165.00
Total Cumulative Natural Gas Savings (MMTh)	64.4		13.1	76.5	154.00

As the table above indicates, utilities achieved, in aggregate, significant total energy savings, peak savings, and natural gas savings. Statewide, new energy efficiency programs are expected to provide cumulative savings of over 23,000 GWh/year by 2013, avoiding the need to build twelve (12) 300 MW power plants.<sup>12</sup> The average cost of savings is projected to be \$0.0302/kWh.

<sup>8</sup> *Id.*

<sup>9</sup> Friedrich, K., et al., *Saving Energy Cost Effectively: A National Review of the Cost of Energy Saved through Utility-Sector Energy Efficiency Programs*, p. 11, ACEEE, September 2009. <http://www.aceee.org/research-report/u092>.

<sup>10</sup> Schiller, S., et al., *National Energy Efficiency Evaluation, Measurement and Verification (EM&V) Standard: Scoping Study of Issues and Implementation Requirements*, Lawrence Berkeley National Laboratory, April 2011. <http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/lbnl-4265e.pdf>

<sup>11</sup> California Public Utilities Commission, *2006-2008 Energy Division Scenario Analysis Report*, July 9, 2010, p. 52. <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Energy+Efficiency/EM+and+V/2006-2008+Energy+Efficiency+Evaluation+Report.htm>

<sup>12</sup> California Public Utilities Commission Decision D. 04-09-060. See [http://www.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL\\_DECISION/40212.htm](http://www.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL_DECISION/40212.htm), Table 1E.

### 3.1.4. Key policy drivers

A number of policies have helped drive California's success with wide-scale EE programs. First, California relies on an integrated resource planning process that requires utilities to prepare plans that compare supply- and demand-side options on an equal basis, and a statewide Long-Term Procurement Planning process aimed at meeting energy needs with a least-cost mix of supply- and demand-side options. Utility cost recovery for investments is linked to compliance with approved utility plans and the statewide LTPP planning process. Second, California allows utilities full recovery of all reasonable costs incurred for energy efficiency programs. Third, California employs a revenue-setting process that eliminates the utilities' profit disincentive to reduce kilowatt-hour sales; it is called "decoupling" because it breaks the link between electric sales and net revenues.<sup>13</sup> Lastly, California provides utilities with shareholder incentives for meeting their energy efficiency goals.

### 3.2. Case Study, ISO-New England and PJM

Two organized markets in the United States, ISO-NE<sup>14</sup> and PJM, conduct forward capacity auctions that permit a wide range of demand-side resources to compete with supply-side resources in meeting the resource adequacy requirements of their regions.<sup>15</sup> The auctions are held within the "forward capacity market," (FCM) an administrative market run by a regional system operator that serves to meet anticipated regional peak capacity needs. The forward auctions are held three years before the delivery year. For each auction, the system operator establishes the level of capacity needed for the delivery year by forecasting regional resource adequacy requirements – peak loads, plus required reserves. Resources bid into the auction, and those that clear the auction are paid a uniform clearing price for all the capacity that has cleared.

The ISO-NE and PJM markets have recognized that demand-side resources – broadly defined to encompass EE, DR, and DG – can meet system needs, lower costs, and add value to power markets. Demand-side resources compete on a level playing field with supply-side resources in the FCM. Like generating resources, demand-side resources must meet market rules for eligibility and availability, including demonstrating that they will be available at the start of the proposed delivery year. Each type of demand-side resource has a specific set of performance hours across which load reductions are required. Like other resources, demand-side resources are subject to penalties if there is a mismatch between their capacity commitment and their performance. Demand-side resources must meet comprehensive standards for measurement and verification to both participate in the auction and to track their actual performance.

The FCM in ISO-NE and PJM has enabled demand-side resources to collect capacity payments in the same way as supply-side resources, and has resulted in significant market activity by demand-side resources. In ISO-NE, the Forward Capacity Auction for 2014-2015 had an installed capacity requirement of 33,200MW.<sup>16</sup> Of this, demand resources (excluding real time emergency generators) fulfilled 2,868MW of the requirement.<sup>17</sup> In PJM, 14,940 MW of DR and EE are committed as capacity

<sup>13</sup> See Lazar, James, et al., *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Practice*, Regulatory Assistance Project, June 2011, at [www.raponline.org](http://www.raponline.org), for a detailed review of the topic.

<sup>14</sup> The Independent System Operator for New England, ISO-NE, is the regional transmission organization for six Northeastern states in the US. <http://www.iso-ne.com/index.html>. PJM is the largest regional transmission organization in the US, covering all or parts of 13 states and the District of Columbia. <http://www.pjm.com/>. Both ISO-NE and PJM manage the wholesale power market in their region.

<sup>15</sup> For a more detailed analysis of the role of the FCMs in increasing demand-side resources, see Gottstein and Schwartz, *The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources*, Regulatory Assistance Project, May 2010. [www.raponline.org/document/download/id/91](http://www.raponline.org/document/download/id/91).

<sup>16</sup> [http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts\\_data/fcm/cal\\_results/ccp15/fca15/fca\\_5\\_results\\_report.pdf](http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/fcm/cal_results/ccp15/fca15/fca_5_results_report.pdf).

<sup>17</sup> Calculated from this spread sheet: [http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts\\_data/fcm/cal\\_results/ccp15/fca15/fca5\\_monthly\\_ob.xlsx](http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/fcm/cal_results/ccp15/fca15/fca5_monthly_ob.xlsx).

resources for the 2014/2015 delivery year.<sup>18</sup> Many market participants have aggregated demand-side projects into VPPs. For example, Wal-Mart – a large chain of discount retail stores – has aggregated demand-side measures from multiple stores in 3 states and submitted the bundled project into the PJM FCM market. Other examples of aggregated savings include: savings in buildings owned by the General Services Administration, an agency of the US Government (PJM); and Berkshire Health Systems, a provider of health services that has aggregated demand-side projects from three facilities in Berkshire County, Massachusetts (ISO-NE).<sup>19</sup>

### 3.3. Case Study, South Korea

Korea's VPP differs from California's in several ways. First, in Korea demand-side resources are not integrated into the energy planning process to the extent that they are in California. Second, the Korean VPP is funded by the government, not by ratepayers (in electric rates). Third, demand-side activities are planned and implemented by a government-owned agency, rather than by the electric companies themselves. Still, despite these differences, Korea has put in place a policy structure that supports wide-scale deployment of EE and DR/LM programs – in effect, a VPP.

Energy efficiency activities in Korea are funded by the Ministry of Commerce, Industry, and Energy (MOCIE), and administered by the government-owned Korean Energy Management Corporation (KEMCO).<sup>20</sup> KEMCO is responsible for overseeing virtually every aspect of the nation's efficiency and renewable energy activities, from developing policy tools to conducting efficiency audits for customers to conducting research and development. Some activities are undertaken in conjunction with partners, such as utilities and ESCOs; other activities are overseen and implemented directly by KEMCO.

KEMCO is also responsible for implementation of demand-side management (DSM) programs – programs aiming help customers reduce and control their pattern of electricity usage. In some instances, DSM is undertaken collaboratively with utilities; in other cases, KEMCO administers DSM programs independently from the utilities. DSM activities are targeted at large industrial customers, and KEMCO offers a wide range of services, including audits, technical assistance, rebates, incentives, and financing. Large customers are encouraged to enter into voluntary agreements with KEMCO, agreeing to participate in direct load control programs or to reduce greenhouse gas emissions.

In addition, KEMCO administers the Fund for the Rational Use of Energy, an account funded directly by MOCIE that is used primarily to provide financing for energy efficiency and renewable energy projects. The Fund is used both to encourage businesses to invest in energy efficiency and renewable energy, and to promote the use of ESCOs. In 2006, KEMCO plans to lend \$629 million for energy-related projects. As the administrator of the Fund, KEMCO evaluates and approves the projects, and then recommend the projects to commercial banks for loans.

KEMCO administers the following programs on behalf of the MOCIE:

- *Standards and labeling.* Minimum efficiency standards are established for certain appliances, and appliances and products are given efficiency ratings.
- *Voluntary agreements.* Companies are encouraged to enter into voluntary agreements to decrease greenhouse gas emissions.
- *Manufacturer agreements.* Manufacturers are encouraged to design products that are energy-efficient.

<sup>18</sup> <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/demand-response-fact-sheet.ashx>.

<sup>19</sup> For more examples of demand-side participation in the ISO-NE and PJM Forward Capacity Markets, see Meg Gottstein, *Examples of Dispatchable Demand Response Clearing the ISO-New England and PJM Forward Capacity Markets*, Regulatory Assistance Project, April 9, 2011. [www.raponline.org/document/download/id/4546](http://www.raponline.org/document/download/id/4546)

<sup>20</sup> For more information, see <http://www.wrweb.com/escap-ngo-profiles/ngo-profile-kemco.htm> and <http://www.kemco.or.kr/english/index.asp>.

- *Energy audits.* KEMCO provides audits (either free or for a fee) that identify energy savings opportunities. Technical advice and funding support may be provided following the audit.
- *Rational Use of Energy Fund.* Loans are used to support energy efficiency installations and measures, integrated energy supply, and the dissemination of new and renewable energy technologies.
- *ESCO support.* ESCO activities are encouraged through access to low-interest loans from the Fund, tax credits, and an annual government-sponsored “energy mart.”

In this capacity, KEMCO serves as an aggregator of energy efficiency projects and programs, which add up to a VPP.

## 4. VPP in Poland

A virtual power plant represents a complementary policy to Poland’s renewable energy goals. Wide-scale EE and DR/LM can help Poland meet its renewable energy goals at lower overall cost by generating low-cost ‘negawatts’ that reduce the total amount of renewable resources needed to meet Poland’s 15% renewable energy target. Moreover, DR/LM programs can help balance the electric system at lower cost than conventional, load-following power plants. A VPP can also help Poland increase the share of renewable DG on its system by aggregating DG programs, taking advantage of the corresponding economies of scale, as well as of the potential for small-scale renewable DG to help defer or avoid transmission and distribution investments as well as line losses.

How Poland might design an efficiency power plant will depend on a number of political and practical factors. For example, what are the primary barriers to wide-scale deployment of demand-side resources, and how might they be overcome? What policies in Poland already support demand-side programs, and how might these policies be reinforced to produce even greater results? There are many international examples to draw on when considering VPP design. The California and Korean models discussed above provide some design parameters that might be adopted in Poland, though a Polish VPP would undoubtedly need adjustments to fit into the Polish legal and regulatory framework.

Poland already has a number of policies and mechanisms that could be used to support VPPs:

- The Thermo-Modernization fund and National Fund for Environmental Protection and Water Management (NFOŚiGW) could be used to support the “construction” of one or more pilot scale (e.g. 300MW) VPPs;
- Revenue from the EU Emissions Trading Scheme (ETS) could be used to build VPPs;
- The white certificate scheme commencing in 2013 could be adapted and extended beyond 2016 to support VPP construction;
- Green certificates and additional incentives for distributed renewable resources under the proposed amendments to the renewable energy law could be made to apply to VPPs;
- Electricity markets could be reformed to allow VPPs to compete against CPPs;
- Poland’s national energy strategy, which calls for consideration of both supply– and demand–side resources, could provide reasonable preferences and support for VPPs because of their low cost and low emissions.

These policies might be aided by complementary policies and programs to incentivize even greater achievement of low-cost energy savings and of distributed renewable resources:

To reduce barriers to deployment of renewable resources:

- A net metering policy would help fund customer-side distributed renewable energy through electricity bills;
- A multiplier can be applied to the renewable energy credits that distributed resources are eligible to earn, granting them 1.x (a number greater than 1) renewable energy credits per kWh generated.

To reduce barriers to deployment of VPPs:

- Better integration of demand-side resources into Poland's national energy plan, recognizing them as a low-cost power system resource;
- A revenue-setting policy that would decouple utility profits from sales, thereby removing the financial disincentive to support VPPs of the distribution companies;
- A standard EM&V protocol that accurately measures energy savings.

While integrating demand-side resources into the energy planning process will take time, beginning with a simple VPP model that provides stable financing and programmatic support can generate savings and demonstrate that demand-side resources are a low-cost power system resource, comparable to conventional resources, and that they can help achieve Poland's targets for renewable energy, as well as its GHG and EE targets, at lowest overall cost.



Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Ul. Konstruktorska 3A, 02-673 Warszawa

Tel. +48 (22) 45 90 100

E-mail: [fundusz@nfosigw.gov.pl](mailto:fundusz@nfosigw.gov.pl)

[www.nfosigw.gov.pl](http://www.nfosigw.gov.pl)

Do produkcji papieru użytego w tej publikacji wykorzystano drewno wyłącznie z lasów zarządzanych w sposób, który nie narusza równowagi ekologicznej