

Indeks elastyczności systemu elektroenergetycznego  
Sprawozdanie Krajowe  
Polska



# Indeks elastyczności systemu elektroenergetycznego Sprawozdanie Krajowe Polska

**Autorzy: Izabela Kielichowska, Edwin Haesen, Thobias Sach**

**Data: 19 października 2016**

**Projekt nr: ESMDE16676**

Recenzenci: Hans De Keulenaer i Roman Targosz (European Copper Institute)

© Ecofys 2016 na zlecenie: European Copper Institute

## Indeks elastyczności systemu elektroenergetycznego Sprawozdanie Krajowe - Polska

Techniczne wyzwania dotyczące zintegrowania wysokiego udziału zmiennych odnawialnych źródeł energii (VRES) są w większości znane i możliwe do rozwiązania. Jednakże instytucjonalne wyzwania, mające zapewnić odpowiednie środki elastyczności, są nadal istotne.

Niniejsze sprawozdanie podaje główne wnioski z analizy przeprowadzonej za pomocą standaryzowanego narzędzia śledzenia elastyczności systemu elektroenergetycznego dla przypadku Polski. Podkreślono obecny status potencjału i wdrażania zasobów elastyczności, jak również przedstawiono porównania z innymi systemami i zalecenia dla dalszych prac.

### Kluczowe wnioski na temat przygotowania elastyczności systemu do wysokiego udziału energii odnawialnej ze źródeł o pracy nieciągłej

Polska mierzy się obecnie z dużymi wyzwaniami związanymi zarówno z zapewnieniem bezpieczeństwa zasilania w okresach szczytowych jak też z koniecznością głębokiej modernizacji swojego systemu elektroenergetycznego. Wyzwania te mogą także okazać się szansą. Dominująca obecnie potrzeba modernizacji polskiej infrastruktury elektroenergetycznej może być wykorzystana do uczynienia dużego kroku w kierunku elastycznych dostaw energii ze źródeł niskoemisyjnych i zagospodarowania znaczącej części energii ze źródeł odnawialnych.

#### Arkusze informacyjne – Polska

Udział OZE 2014	11,4 % [końcowego zużycia energii brutto]
<b>Krajowe cele OZE</b>	
2020	15 % [końcowego zużycia energii brutto]
2030	Jeszcze nie zadeklarowany.
2040	Jeszcze nie zadeklarowany.
2050	Jeszcze nie zadeklarowany.

#### Obecna sytuacja w sektorze energii elektrycznej (2015)

Produkcja energii elektrycznej	152,3 TWh/r
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej	12,8 %
Zużycie energii elektrycznej	151,1 TWh/r
Import netto	- 0,3 TWh/r <sup>1</sup>
Zdolność wytwórcza netto	37,7 GW
Udział generacji OZE-e	18,7 %
Udział generacji rozproszonej (przyłączenie <110kV)	9 %
Roczne obciążenie szczytowe	23,1 GW
Teoretyczny potencjał przemysłowy DSM	0,5-1,5 GW
Czynny/uaktywniony poziom DSM	0,2 GW
Zainstalowana zdolność magazyn.	1,4 GW

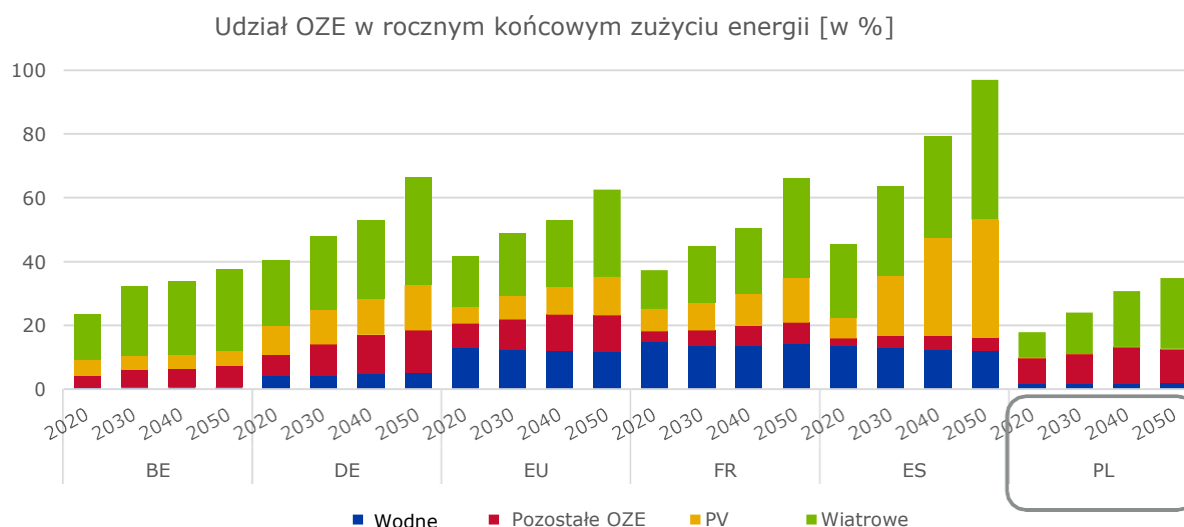
Źródła: [1], [2], [3], [4]

Polska osiągnęła w ostatnich latach znaczny postęp w rozwoju energetyki wiatrowej. Polski system elektroenergetyczny nadal opiera się na starzejących się elektrowniach węglowych, przy tym polityka koncentruje się na zasobach krajowych. Ponadto, sieci przesyłowe i dystrybucyjne starzeją się, a inwestycje są ograniczone. Elastyczność strony popytowej i małoskalowe magazynowanie energii nie są jeszcze rozwinięte. Skutkuje to niską ogólną elastycznością systemu energetycznego.

<sup>1</sup> Chociaż polska energetyka jest zbilansowana w skali rocznej, w ciągu roku występują wymiany do 15TWh w imporcie i eksporcie.

## Status i perspektywy systemu elektroenergetycznego

Poniższy wykres przedstawia obecny i prognozowany udział zmiennych źródeł energii odnawialnej (słonecznej, wiatrowej i wodnej) w całkowitym krajowym koszyku generacji dla Polski, niektórych krajów Europy i Unii Europejskiej jako całości, od roku 2020 do 2050, zgodnie ze scenariuszem odniesienia UE [5].



W latach 2005-2015 energia wiatrowa stanowiła główne źródło energii odnawialnej w Polsce. Polski Krajowy Plan Działania w Zakresie Energii ze Źródeł Odnawialnych (NREAP) ustala cel w zakresie energii odnawialnej na poziomie 15% w roku 2020, co dla sektora energii elektrycznej przekłada się na 19,3% udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii elektrycznej. Zasoby energii wiatrowej w kraju są ogromne – prognozowane jest osiągnięcie 16 GW do roku 2030 [6] – i jak dotąd, mają największy udział w realizacji celu OZE-e na rok 2020.

W latach 2005-2015 głównym programem wsparcia OZE w Polsce był systemem technicznie neutralnych zielonych certyfikatów<sup>2</sup>. W 2016 r. został on zastąpiony systemem aukcyjnym, który został następnie znowelizowany w sierpniu 2016 r.<sup>3</sup> Przy wsparciu wprowadzonych w życie programów, udział OZE wzrósł z 2,7% w roku 2005 do 12,4% w 2015 r. Udział energii wiatrowej w koszyku energetycznym OZE-e wynosi obecnie blisko 40%, następnymi w kolejności są: współspalanie biomasy (33,5%), inne źródła oparte na biomasie (16,6%), energia wodna (6,7%) i biogaz (3%). Fotowoltaika prawie nie istnieje w Polsce, wnosząc tylko 50 MW mocy zainstalowanej, co stanowi około 0,2% udziału w koszyku odnawialnej energii elektrycznej.

Poziom alokacji celów w zakresie energii odnawialnej w Polsce jest niższy niż średnia unijna, ale wyższy w niż niektórych sąsiednich krajach (CZ, SK). Ewolucja procentowego udziału w kierunku 2020 jest na właściwej drodze. Jednakże zmiany prawne, regulacje uniemożliwiające rozbudowę zdolności wytwórczych energetyki wiatrowej (przepisy odnośnie odległości) i nadpodaż certyfikatów mogą wpływać na dalszy postęp w realizacji celu 2020.

<sup>2</sup> Oprócz dostępnych subsydiów inwestycyjnych i zwolnienia z podatku akcyzowego.

<sup>3</sup> Przepisy prawa wtórnego są obecnie opracowywane.

Szybki wzrost udziału źródeł o pracy nieciągłej w nieelastycznym otoczeniu doprowadził do zainicjowania dyskusji na temat granic bezpieczeństwa systemu. Opinie na temat możliwej rozbudowy zdolności wytwórczych energetyki wiatrowej do roku 2020 wahają się od 8,9 GW do 12 GW, w zależności centrum analitycznego [7], [8].

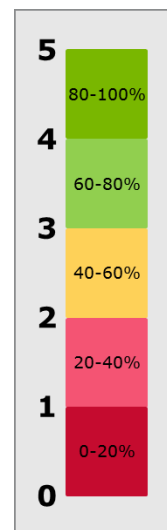
Brak jest jasnego poglądu na polski koszyk energetyczny po roku 2020. Mapa energii odnawialnej dla Polski (IRENA 2015) promuje udział RES w wysokości 36%, w oparciu o moc zainstalowaną 16,4 GW elektrowni wiatrowych (zarówno lądowych jak i morskich) i do 10 GW PV.

### Kluczowe wskaźniki efektywności

Metodologia indeksu elastyczności systemu elektroenergetycznego ocenia 14 kluczowych wskaźników efektywności (KPI), pogrupowanych w pięciu kategoriach: **dostawy energii, zapotrzebowanie, magazynowanie** (źródła elastyczności) jak również **sieci i rynki** (czynniki umożliwiające).

Wszystkie wskaźniki KPI są oparte na systemie ocen w skali od 1 (niski poziom przygotowania) do 5 (wysoki poziom przygotowania). Wskaźniki KPI elastyczności są zaczerpnięte ze szczegółowej oceny, opartej na ankiecie obejmującej 80 pytań, w tym progi oceny i kontrole jakości. Dane dla analizy sytuacji w Polsce zostały zebrane przez Instytut Energii Odnawialnej i Ecofys.

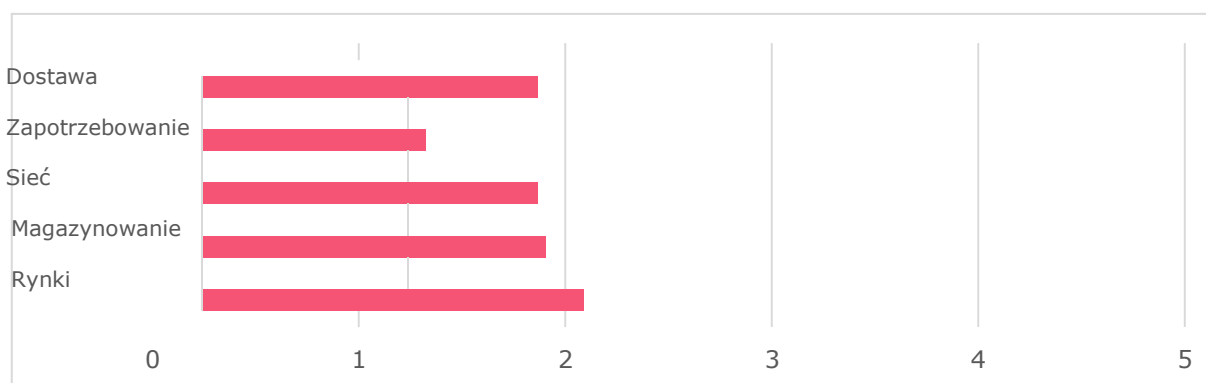
Wyższy poziom przygotowania w zakresie elastyczności wskazuje albo na duży potencjał, znaczące wdrożenia, skoncentrowane działania w dziedzinie badań, rozwoju i demonstracji (RD&D), świadomość/działanie, albo na połączenie tych czynników. Oceny od 2 do 3 wskazują, że podjęto pierwsze właściwe kroki na długiej drodze w kierunku wyższego udziału zmiennych odnawialnych źródła energii (VRES). Niższe oceny wskazują na utracone możliwości w zakresie elastyczności i potrzebę analizy w powiązaniu z pozostałymi kategoriami oraz obecną mapą drogową energii dla danego kraju.



## Analiza wskaźnika elastyczności systemu elektroenergetycznego

Postęp w dążeniu do elastyczności polskiego systemu energoelektrycznego jest opóźniony i podnoszone są kwestie bezpieczeństwa zasilania. Polski system energoelektryczny jest w coraz mniejszym stopniu zdolny do zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego, szczególnie w szczytach letnich, jak okazało się to w roku 2015. Jest to głównie skutek utrzymywania starych i nieelastycznych elektrowni węglowych oraz braku nowych inwestycji w ciągu ostatnich 10 lat (oprócz energetyki wiatrowej). Motywowane bezpieczeństwem podejście do zwiększenia stosowania gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej, szczególnie w sektorze generacji skojarzonej, uzupełnia ten obraz. Sytuację pogarsza jeszcze ograniczone wykorzystywanie potencjału zarządzania stroną popytową a także nieplanowane kołowe przepływy mocy między Polską i Niemcami, ograniczające pojemność rynku.

W poniższych tabelach zamieszczono zasadnicze wyniki dla każdego KPI elastyczności.



Zagadnienie braku elastyczności i niedoboru zdolności wytwórczych, jak również zalecenia polepszenia sytuacji, są podejmowane w opracowaniach kilku grup analitycznych<sup>4</sup>. Sytuacja w dziedzinie magazynowania energii jest nieco lepsza, dzięki dostępności wodnych elektrowni szczytowo-pompowych. Oprócz istniejących środków rynkowych (rezerwy eksploatacyjne), trwa obecnie dyskusja na temat stworzenia lepszych warunków rynkowych w celu promowania elastyczności, usług systemowych i magazynowania ciepła w jednostkach CHP/sieciach ciepłowniczych. Potencjalne korzyści tego rozwiązania mogą być ograniczone, jeżeli Polska będzie nadal podtrzymywać mechanizmy wielkich zdolności wytwórczych, napędzające dalsze inwestycje w zdolności wytwórcze oparte na węglu.

<sup>4</sup> PSE, Forum Analiz Energetycznych [16], Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej.

Poniższy rozdział przedstawia analizę każdego KPI elastyczności, kładąc nacisk na dobre praktyki i punkty krytyczne, a także otwarte kwestie.

### **Dostawa energii**

**Punktacja: 1,6/5**

#### **Konwencjonalne wytwarzanie energii**

**Punktacja: 2,1/5**

Konwencjonalne wytwarzanie energii w Polsce jest zdominowane przez starzejące się, duże i nieelastyczne elektrownie węglowe.

Obecnie udział elastycznych zdolności wytwórczych w polskim koszyku energetycznym wynosi około 40%, zakładając także częściową elastyczność elektrowni ciepłych. Polska ma znaczny potencjał poprawy elastyczności w sektorze elektroenergetycznym przez stopniowe wycofywanie z eksploatacji starych jednostek i rozwijanie sektora o bardziej rozproszonej generacji i promowanie dywersyfikacji źródeł, przy czym energia odnawialna i gaz będą w perspektywie średniookresowej odgrywały równorzędną rolę obok węgla. W ciągu najbliższych 5-10 lat spodziewane jest wyłączenie z eksploatacji pewnej liczby jednostek, minimum 6,7 GW [9], ze względu na ich wiek i wysoki poziom emisji. Warto zaznaczyć, że w następnych prognozach liczba ta maleje z powodu poważnych obaw dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii, szczególnie w czasie letnich szczytów obciążenia. Zachodzi obawa, że może to skutkować niespełnieniem wymogów Dyrektywy IED sprawie emisji przemysłowych.

Obecnie trwa dyskusja nad przyszłością systemu elektroenergetycznego w Polsce. Niema jeszcze jasnej wizji, ani konkretnych celów zdefiniowanych na okres po roku 2020. Polska obecnie dokonuje przeglądu rynków mocy, w celu napędzania inwestycji w nowe zdolności wytwórcze. Jednak debata ta koncentruje się głównie na wielkoskalowych jednostkach węglowych i jądrowych, nie uwzględniając potencjału niskokosztowych i bardziej elastycznych źródeł w sektorach energii odnawialnej i kogeneracji.

#### **Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii o pracy nieciągłej** **Punktacja: 1,2/5**

Udział generacji rozproszonej w Polsce jest niski i istnieje zgodna opinia, że cele w zakresie odnawialnych źródeł energii są w porównaniu z pozostałymi państwami członkowskimi mniej ambitne.

Rozwój elastycznej kogeneracji wymaga specjalnej uwagi, ponieważ Polska posiada zdolności wytwórcze ciepła ok. 60 GW<sub>th</sub>, a udział ten może być zastąpiony przez elastyczne jednostki kogeneracyjne oparte na odnawialnych źródłach energii i gazie. Niestety brak jest programu zachęt promującego elastyczne rozwiązania w zakresie kogeneracji, oprócz zwrotu kosztów przyłączenia.

Polska postawiła sobie cel osiągnięcia 15% udziału energii odnawialnej w swoim koszyku energetycznym do roku 2020. Obecnie kraj może poszczycić się sporym udziałem energii wiatrowej w swoim koszyku energetycznym (ok. 5,4 GW w r. 2016), ale zainstalowana moc PV jest ograniczona. W ciągu zaledwie 10 lat udział sektora OZE w końcowym zużyciu wzrósł z 2,7% do 14%. Blisko 50% tego udziału stanowi energia odnawialna ze źródeł o pracy nieciągłej (wiatrowa). Wyznaczenie celu podwojenia udziału OZE (do 36–40% celu OZE), wspieranego przez otoczenie regulacyjne i programy wsparcia, może stymulować inwestycje (może także wymagać większej elastyczności systemu).

Obecna sytuacja rynkowa nie zachęca do inwestycji w generację rozproszoną, CHP i OZE. W celu stymulowania inwestycji energetycznych w kierunku bardziej elastycznych i rozproszonych systemów elektroenergetycznych potrzebne są stabilne, przejrzyste i niezawodne programy wsparcia dla wzrostu energii odnawialnej i CHP.

### **Zapotrzebowanie**

**Punktacja: 1,1/5**

### **Efektywność energetyczna**

**Punktacja: 0,8/5**

Polska czyni postępy pod względem efektywności energetycznej i uważa się, że jest na dobrej drodze do osiągnięcia celu obniżenia zużycia energii do 2020 r. [10]. Energochłonność liczona na jednostkę PKB zmniejszyła się w 2016 r. o 27% w porównaniu do r. 2000, dwukrotnie szybciej niż w pozostałych państwach członkowskich UE. Polska polityka energetyczna określa zbiór środków mających napędzać wzrost efektywności energetycznej o 9% do r. 2016 (7,09 Mtoe) i 13,33 Mtoe oszczędności w latach 2010-2020, służących osiągnięciu celów na r. 2020. Cele te nie są zbyt ambitne i nie wykorzystują istniejącego potencjału kraju w zakresie efektywności energetycznej.

W celu stymulowania efektywności energetycznej polski rząd zastosował szereg środków, w tym:

- Finansowanie modernizacji budynków publicznych pochodzące ze sprzedaży jednostek przyznanej emisji AAU.
- Krajowy program termomodernizacji prowadzony przez blisko 20 lat można uznać za sukces (pomimo ciągłych ograniczeń budżetowych). Programy te, ukierunkowane głównie na efektywność ogrzewania, mają niewielki wpływ na elastyczność w sektorze elektroenergetyki (promując CHP małej skali).
- Systemy białych certyfikatów.

Środki te stymulowały wzrost efektywności energetycznej w sektorach budownictwa, oświetlenia i przemysłu. Jednak potencjał jest znacznie wyższy [11].

### **Zarządzanie popytem w dużej skali (odbiorcy przemysłowi)**

**Punktacja: 1,9/5**

Potencjał Polski w zakresie zarządzania stroną popytową (DSM) odbiorców przemysłowych jest szacowany na 0,5-1,5 GW, i w porównaniu z obciążeniem szczytowym nie jest wysoki. Także jego wykorzystanie jest niskie. Polski Operator Sieci Przesyłowych (OSP) zawarł dwie umowy na 200 MW DSM. W teorii, DSM może uczestniczyć w bilansowaniu rynków, jednak obecna sytuacja (regulacje i rynki mocy) w praktyce utrudnia uczestnictwo.

### **Zarządzanie popytem w małej skali**

**Punktacja: 0,4/5**

Elastyczność zarządzania popytem w małej skali nie jest zbyt rozwinięta w Polsce i nie została jeszcze zaakceptowana zarówno przez decydentów kształtujących politykę, jak i przez strony sektora energetycznego. Regulacje nie wspierają zarządzania stroną popytową, nie mniej pojawiają się pierwsze inicjatywy w kierunku agregacji.

Prywatne pojazdy elektryczne i budowa towarzyszącej im infrastruktury, mimo że są przez obecny rząd postrzegane jako obszar rosnącego zainteresowania, są raczej w stadium demonstracji niż powszechnej praktyki. Obserwuje się wzrostową tendencję stosowania elektrycznych autobusów w transporcie publicznym (Warszawa, Kraków, inne miasta). Brak jest regulacji wspierających rozwój transportu elektrycznego.



## **Sieci**

**Punktacja: 1,6/5**

### **Sieć przesyłowa**

**Punktacja: 1,0/5**

Polska sieć przesyłowa starzeje się i jest przeciążona, także wskutek kołowych przepływów mocy w regionie Europy Środkowo-Wschodniej (DE-PL-CZ). Według raportu monitorującego bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce, wiek 80% sieci 220 kV, 56% sieci 400 kV i 34% stacji rozdzielczych przekracza 30 lat i potrzebne są znaczne inwestycje w tym obszarze [12].

Rośnie ryzyko ograniczeń przesyłowych, szczególnie w czasie letnich szczytów, z powodu wzrastającego zapotrzebowania, struktury zasilania i ograniczonej elastyczności systemu.

Bez podjęcia aktywnych środków zapobiegawczych, spodziewane ryzyko głębokich obniżek napięcia sieci (brownout) będzie narastało od wartości szacowanej na 240 h/r (przy średnich warunkach atmosferycznych<sup>5</sup>) w r. 2016 aż do 2000 h/r w r. 2021, skutkując niekontrolowanymi szczytami mocy<sup>6</sup>. Tę kwestię o kluczowym znaczeniu, podkreśla również ENTSO-E w swoich prognozach sezonowych.

### **Połączenia międzysystemowe**

**Punktacja: 1,8/5**

Pomimo, że fizyczna zdolność przesyłowa połączenia międzysystemowego wynosi 8 GW (w tym 6,5 GW z krajami Unii Europejskiej), jego praktyczne wykorzystanie jest ograniczone, pokrywając zaledwie 2% zapotrzebowania [13]. Jest to najniższy wynik w Europie, oprócz Malty i Cypru, będących wyspami. Większość zdolności przesyłowej połączeń międzysystemowych jest niedostępna z powodu opóźnień w połączeniach rynkowych z krajami Europy Środkowej i Wschodniej, oraz kołowych przepływów mocy w regionie, powodowanych rynkowymi przesyłami mocy w Niemczech z północy na południe kraju. PSE i 50Hertz instalują obecnie przesuwniki fazowe na granicy, w celu tymczasowej poprawy sytuacji. Zagadnienie przepływów kołowych jest jednak problemem granicznym i wymaga opracowania rozwiązania strukturalnego na poziomie regionalnym. Kwestia ta jest analizowana przez operatorów systemów przesyłowych, organy regulacyjne i państwa członkowskie UE, zarówno w planach rozwoju sieci jak i w procesie przeglądu stref cenowych. Europejskie plany rozwoju sieci (Dziesięcioletni plan rozwoju sieci TYNDP 2016) wskazują, że planowane połączenie wzajemne między Polską i jej sąsiadami w Europie Środkowej i Wschodniej jest we wszystkich scenariuszach niewystarczające, mimo planów obejmujących Niemcy i Danię oraz Niemcy i Republikę Czeską.

### **Sieć dystrybucyjna**

**Punktacja: 2,0/5**

Podobnie jak w przypadku sieci przesyłowych, średni wiek sieci dystrybucyjnych przekracza 30 lat. Ich amortyzacja jest na poziomie 75% [12]. Następuje znaczny wzrost inwestycji dokonywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych.

Istnieje tendencja do monitorowania i kontrolowania sieci dystrybucyjnych w ich fazie początkowej, jednak zachęty finansowe i możliwość działania w kierunku lokalnej elastyczności nie zostały jeszcze wdrożone.

<sup>5</sup> Zachodzące zmiany warunków pogodowych spowodują dalsze pogłębienie braku stabilności zestarzałych jednostek wytwórczych chłodzonych wodą z rzek.

<sup>6</sup> Konsekwencje integracji europejskiego rynku mocy – badania polskiego rynku mocy, 2016

### **Magazynowanie energii**

**Punktacja: 1,7/5**

#### **Magazynowanie małoskalowe**

**Punktacja 0,8/5**

Brak wdrożeń małoskalowych systemów magazynowania energii, chociaż rozważane są projekty demonstracyjne.

#### **Magazynowanie wielkoskalowe**

**Punktacja: 2,5/5**

Geograficzny potencjał wielkoskalowego magazynowania energii ogranicza się do kilku dużych elektrowni szczytowo-pompowych. Może pojawić się potrzeba dalszej rozbudowy pojemności magazynowania, opcja ta nie jest jednak dogłębnie analizowana.

#### **Powiązania międzysektorowe**

**Punktacja: 1,7/5**

Działalność większości operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) obejmuje tylko dystrybucję energii. Istnieją pierwsze próby stworzenia powiązań międzysektorowych, ale nadal znajdują się one we wczesnym stadium. OSD testuje w Warszawie pierwsze stacje ładowania pojazdów elektrycznych, jednak brak jeszcze całościowego poglądu na korzyści wynikające z powiązania międzysektorowego.

Specjalnej uwagi wymaga rozwój generacji skojarzonej, gdyż polska posiada zdolności wytwórcze ciepła w wysokości ok. 60 GW, a udział ten może być zastąpiony przez elastyczne jednostki kogeneracyjne oparte na odnawialnych źródłach energii i gazie. Wykorzystanie tego potencjału może stać się siłą napędową dla rozwoju w Polsce bardziej elastycznego i w większym stopniu rozproszonego systemu elektroenergetycznego. Jak dotąd brak systemu zachęt promującego rozwiązania w dziedzinie elastycznej kogeneracji.

## **Rynki**

**Punktacja: 1,9/5**

### **Rynki hurtowe**

**Punktacja: 1,3/5**

W roku 2015 wymiana energii stanowiła 47% handlu energią elektryczną, podczas gdy dwustronne kontrakty OSD – 41%. Reszta była dokonywana za pośrednictwem przedsiębiorstw handlujących energią [14].

Rynek terminowy i rynek dnia następnego są dosyć płynne, czego nie można powiedzieć o rynku dnia bieżącego. Także struktura transakcji nie sprzyja elastycznym ofertom: 86,5% energii było przedmiotem obrotu na rynku terminowym, 13,4% na rynkach dnia następnego i tylko 0,03% na rynku dnia bieżącego. To pokazuje, że rynki nie są jeszcze dostosowane do elastyczności.

Zminimalizowanie czasu między chwilą realizacji zaplanowanych dostaw a początkiem okresu operacyjnego pozwala na zmniejszenie zasobów rezerwy, niezbędnych do zapewnienia elastyczności. Każde skrócenie czasu analizy rozplływów mocy poniżej 5-15 minut, może znacznie zmniejszyć odchylenia od planu, a zatem potrzebę rezerwy generacji na pokrycie tych odchyłeń. Odpowiednikiem tego trendu są zwiększone koszty opomiarowania, platform ICT i narzędzi prognozowania, służących osiągnięciu socjoekonomicznego optimum w ustaleniu struktury rynku. Obecnie czas zamknięcia bramki wynosi 210 minut, a czas trwania operacji jedną godzinę.

Maksymalna cena energii na rynku bilansującym (1500 PLN, tj. około 375 EUR) ogranicza cenę na rynkach hurtowych. Ceny ujemne nie są dozwolone.

Polska jest dotychczas połączona z regionem Nord Pool. Na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego odbywają się przetargi typu explicit. Polska stoi w obliczu opóźnień w połączeniu rynku z regionem CEE.

### **Rynki bilansujące**

**Punktacja: 2,8/5**

Rynek bilansujący oraz rezerwy pierwotna i wtórna pokrywały w r. 2015 2,38 TWh, co stanowi 1.5% całkowitego obrotu energią na giełdzie energii [15]. Dozwolone są oferty asymetryczne, a wielkość ofert jest na tyle mała, żeby umożliwić uczestnictwo generacji rozproszonej w rynkach bilansujących. W rynkach bilansujących mogą uczestniczyć także agregatorzy.

Obecnie czas operacji wynosi 15 minut, z czasem wyznaczenia oferty 2 godziny. Ustalono są minima cenowe (70 PLN, 17,5 EUR) maksima (1500 PLN, 375 EUR).

Trwa obecnie dyskusja nad zapewnieniem usług systemowych z energii wiatrowej, szczególnie regulacji wolumenu, częstotliwości i mocy biernej. W Polsce zwiększa się potrzeba zaspokajania tego rodzaju usług z farm wiatrowych, ale wdrożenie tego rozwiązania będzie wymagało zmian nie tylko w prawie energetycznym lecz także w legislacji dotyczącej energii odnawialnej.

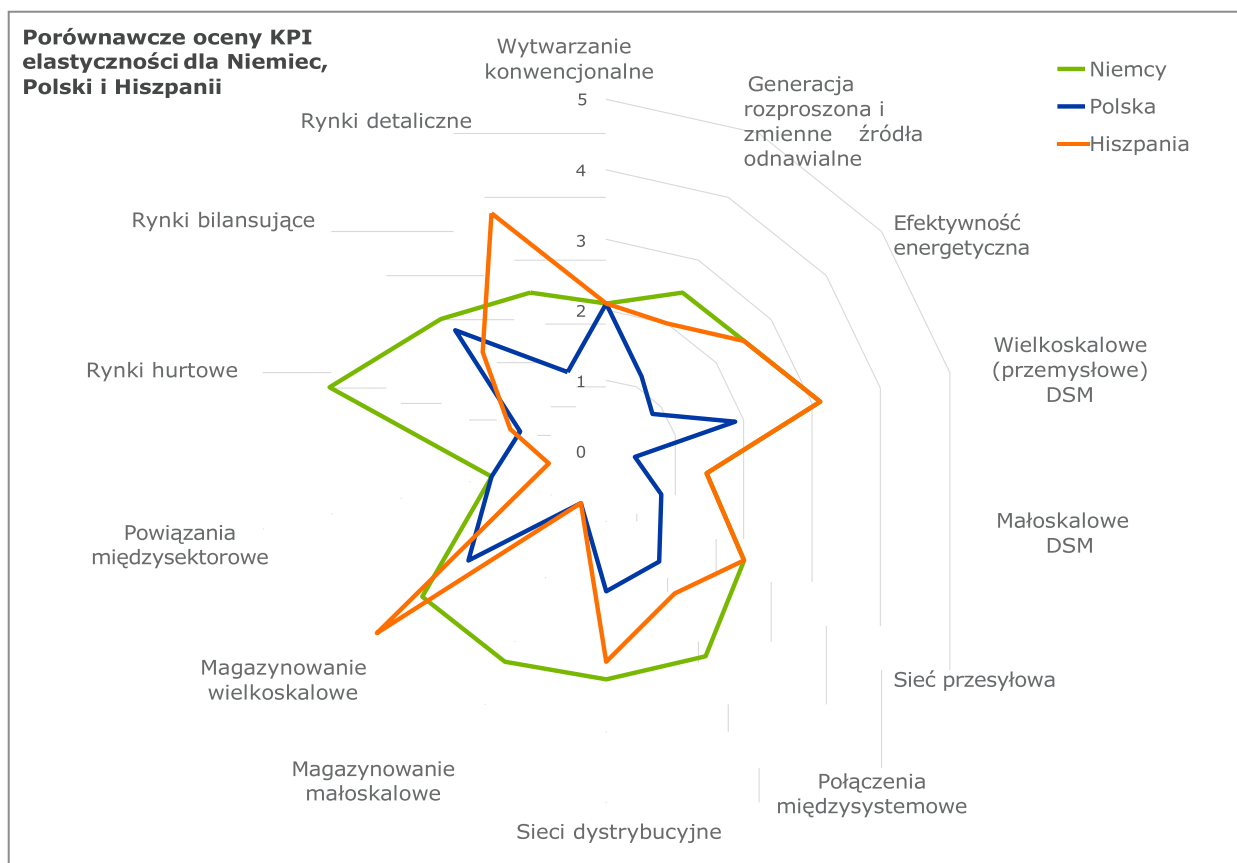
### **Rynki detaliczne**

**Punktacja: 1,3/5**

Ceny detaliczne są nadal regulowane dla gospodarstw domowych nie przyłączonych za pośrednictwem strony trzeciej; dotyczy to większości odbiorców. Ceny detaliczne nie odzwierciedlają cen na rynku hurtowym.

## Porównanie z krajami sąsiednimi

Poniższy wykres ukazuje przekrojowe porównanie kluczowych wskaźników efektywności (KPI) indeksu elastyczności dla Niemiec, Polski i Hiszpanii.



Oceny dla polskiego systemu elektroenergetycznego są w większości obszarów niższe w porównaniu z Niemcami i Hiszpanią. Jedynym obszarem, w którym oceny wszystkich trzech krajów są równe, jest konwencjonalne wytwarzanie energii elektrycznej zajmujące raczej niską pozycję we wszystkich trzech krajach. W Polsce i w Niemczech sytuacja ta wynika z dużych zasobów węgla brunatnego i opóźnień w wycofywaniu z eksploatacji tego rodzaju nieelastycznych jednostek.

Udział generacji rozproszonej i źródeł energii odnawialnej o zmiennej wydajności (VRES) jest w Polsce drastycznie niższy, pomimo znacznego potencjału wzrostu generacji skojarzonej (funkcjonującej w sektorze miejskich systemów ciepłowniczych) oraz potencjałów energii wiatrowej i fotowoltaicznej. Skoncentrowanie się na tych sektorach mogłoby nie tylko zwiększyć elastyczność systemów elektroenergetycznych, ale także zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii i obniżyć emisje przy niskich kosztach i w stosunkowo krótkim czasie.

Polska zwiększyła swoją efektywność energetyczną dwukrotnie szybciej niż reszta Unii Europejskiej. Jednak energochłonność polskiej gospodarki jest nadal 13% wyższa od średniej unijnej, istnieje też znaczny potencjał, który może być jeszcze wykorzystany. Pewną rolę może odegrać zarządzanie stroną popytową, zarówno w dużej jak i małej skali. Również modernizacja istniejących źródeł ciepła w kierunku wysokosprawnej generacji skojarzonej mogłaby poprawić sytuację. Wymaga to jednak indywidualnie dostosowanych środków, mogących praktycznie napędzać inwestycje.

Polscy operatorzy sieci realizują programy inwestycyjne w celu odnowienia infrastruktury, niemniej potrzebne są dalsze środki, w szczególności ukierunkowane na przystosowanie do źródeł energii odnawialnej o zmiennej wydajności (VRES). Szczególną uwagę należy poświęcić wzmocnieniu i rozbudowie połączeń międzysystemowych.

Obecnie w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych zachodzi proces znacznych inwestycji, potrzebne są jednak dalsze działania w zakresie wymiany infrastruktury, bardziej zaawansowanych narzędzi zarządzania i lepszego wykorzystania istniejących elementów VRES.

Rozwijanie połączeń międzysystemowych i możliwość oferowania ich przepustowości na rynku ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Chociaż dyskusja na temat celu w zakresie połączeń międzysystemowych jest mniej zauważalna niż w przypadku Hiszpanii, to sytuacja w Polsce jest bardziej krytyczna.

Polska dysponuje sporym udziałem wielkoskalowego magazynowania energii (duże elektrownie szczytowo-pompowe), ale jest znacznie mniej aktywna po stronie odbiorcy niż Niemcy i Hiszpania.

I na koniec, ale co nie mniej ważne, Polska powinna bardziej koncentrować się na krótkoterminowych rynkach mocy i silniejszych mechanizmach, mających na celu przesunięcie sygnałów z hurtowych rynków mocy na rynki detaliczne, jakie już nastąpiło w innych krajach.

## Zalecenia

Szczegółowa analiza polskiego systemu elektroenergetycznego i porównanie z innymi systemami, ukazuje najlepsze praktyki zewnętrznej promocji, konkretnych działań wdrożeniowych i zagadnień, które wymagają co najmniej dalszego przeglądu i zrozumienia. Struktura poniższych zaleceń odpowiada wcześniej opublikowanej Mapie Drogowej Elastyczności [16].

Działania krótkoterminowe (bezpieczeństwo dostaw po stronie zapotrzebowania)	
<b>Dostawa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Stworzenie długoterminowej wizji w celu dywersyfikacji portfela wytwarzania energii</li> <li>▪ Promowanie elastycznej CHP</li> </ul>
<b>Zapotrzebowanie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zebranie najlepszych praktyk w zakresie wykorzystania reagowania na popyt w dużej skali i agregatorów na rynkach rezerw</li> <li>▪ Przygotowanie wdrożenia elastyczności popytu w małej skali, tzn. przez wprowadzenie inteligentnych liczników</li> <li>▪ Usprawnienie wdrożeń w ramach inicjatywy efektywności energetycznej</li> </ul>
<b>Sieć</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Znaczące wzmocnienie dążeń w kierunku połączeń międzysystemowych, w oparciu o możliwości, jakie stwarza plan BEMIP</li> <li>▪ Zajęcie się problemem przepływów VRES z sieci dystrybucyjnych do przesyłowych w sposób optymalny (przepustowości dynamiczne, podobnie jak w ewolucji na poziomie sieci przesyłowych: od statycznych zdolności przesyłowych netto do alokacji zdolności przesyłowych opartej na przepływach fizycznych)</li> <li>▪ Dalsza promocja koordynacji OSP/OSD</li> </ul>
<b>Magazynowanie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Analizowanie potencjału małoskalowego i wielkoskalowego magazynowania energii</li> <li>▪ Zwiększenie roli gazu, szczególnie w jednostkach CHP/sieciach ciepłowniczych</li> <li>▪ Rozważenie silniejszych powiązań z sektorami transportu (elektrycznego)</li> </ul>
<b>Rynki</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dalsze skracanie czasu operacji (szczególnie na rynkach bilansujących) i czasów zamknięcia bramki</li> <li>▪ Wzmocnienie roli rynków dnia bieżącego</li> <li>▪ Ukończenie liberalizacji rynku detalicznego</li> <li>▪ Rozpoczęcie opracowania wymagań dla rezerwy dynamicznej/sytuacyjnej</li> <li>▪ Rozszerzenie pod względem geograficznym i technologicznym rynków (dnia bieżącego i bilansujących) dla elastyczności (wielość uczestników)</li> <li>▪ Nie należy wdrażać rynku mocy, o ile ocena regionalnej wystarczalności nie wykaże jego potrzeby, gdyż mógłby wtedy zostać ograniczony do nieelastycznych, dużych jednostek systemowych</li> </ul>

Działania średnioterminowe (system w fazie transformacji)	
<b>Dostawa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Stopniowe wycofanie najstarszych, nieelastycznych jednostek</li> <li>Stworzenie warunków rynkowych umożliwiających zapewnienie elastyczności i wsparcia sieciowego dla VRES</li> </ul>
<b>Zapotrzebowanie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pełne wdrożenie reagowania na popyt w dużej skali</li> <li>Stwarzanie zachęt do reagowania na popyt dla obciążeń małej skali</li> <li>Dokonanie oceny dalszego wdrażania efektywności energetycznej</li> </ul>
<b>Sieć</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dalsze wzmacnianie połączeń międzysystemowych, w oparciu o możliwości jakie stwarza plan BEMIP, w dążeniu do pełnej regionalizacji rynku</li> <li>Dalsze wdrażanie pomiarów dynamicznych, oceny zdolności wytwórczych i sterowanie systemami przesyłowymi</li> <li>Zarządzanie sieciami dystrybucyjnymi               <ul style="list-style-type: none"> <li>Wdrożenie urządzeń komunikacji i sterowania dla rozproszonych źródeł energii (DER)</li> <li>Wdrożenie agregacji i optymalizacji DER</li> </ul> </li> </ul>
<b>Magazynowanie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bezpośrednie zachęty dla małoskalowego magazynowania energii, poprzez kapitalizację wyników R&amp;D</li> <li>Wdrożenie metod oceny magazynowania energii w systemie elektroenergetycznym, szczególnie dla rozwoju magazynowania wielkoskalowego</li> </ul>
<b>Rynki</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ukończenie połączenia rynków hurtowego i bilansującego</li> <li>Rozszerzenie rynków pod względem elastyczności dla wszystkich uczestników</li> <li>Zwiększenie podziału geograficznego krótkoterminowych rynków energii elektrycznej</li> <li>Bezpośrednia lub wirtualna konsolidacja obszarów bilansowania w celu pokrycia większych, możliwych do zrealizowania regionów</li> <li>Odzwierciedlenie dynamiki cen rynku hurtowego na poziomie detalicznym</li> <li>Wdrożenie najlepszych praktyk prognozowania ramp dla VRES oraz wykorzystania prognoz w planowaniu i eksploatacji</li> </ul>

Rezultaty długoterminowe (system z dominacją VRES)	
<b>Dostawa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zakończenie wycofywania nieelastycznych zasobów systemowych</li> <li>zapewnienie dla wszystkich VRES (powyżej pewnej wielkości i/lub rodzaju/zaawansowania) umożliwienie dostarczania usług systemowych przez wszystkie VRES (powyżej pewnej wielkości i/lub rodzaju/zaawansowania)</li> <li>Mechanizmy inercji syntetycznej są wprowadzone</li> </ul>
<b>Zapotrzebowanie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zmaksymalizowanie wykorzystania opcji elastyczności zużycia końcowego</li> <li>Efektywne użytkowanie nadwyżek generacji</li> <li>Przeгляд inercji syntetycznej</li> </ul>
<b>Sieć</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zmaksymalizowanie wykorzystania infrastruktury sieci i generacji rozproszonej</li> </ul>
<b>Magazynowanie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>wprowadzenie zachęt w celu zapewnienia wystarczających zasobów w przypadkach niskiego poziomu produkcji z VRES</li> <li>Efektywne użytkowanie nadwyżek generacji</li> </ul>
<b>Rynki</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pełne dostrojenie czasowe procesów rynkowych do VRES (krótkie przedziały czasowe, krótkie przesunięcia czasu zamknięcia bramki)</li> <li>Podejście regionalne, stymulujące obniżkę kosztów (wytwarzanie u źródła)</li> </ul>



## Literatura

- [1] Eurostat, "Share of renewable energy in gross final energy consumption," 2016. [Online]. Dostępne: [http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020\\_31&plugin=1](http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plugin=1).
- [2] Polish Ministry of Economy, "National Renewable Energy Action Plan," 2010. [Online]. Dostępne: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>.
- [3] Entso-E, "Statistical Factsheet 2015," 2016. [Online]. Dostępne: [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe\\_sfs2015\\_web.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf).
- [4] H. C. Gils, "Assessment of the theoretical demand response potential in Europe," *Energy*, vol. 67, pp. 1-18, 2014.
- [5] European Union, "EU PRIMES Reference Scenario 2016," 2016. [Online]. Dostępne: <http://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>.
- [6] IRENA, "REMAP 2030 - Renewable Energy Prospects for Poland," 2015. [Online]. Dostępne: <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=647>.
- [7] PSE, "Pytania i odpowiedzi. energetyki wiatrowej," [Online]. Dostępne: <http://www.pse.pl/index.php?modul=1&faq=24>.
- [8] P. Kacejsko and Wydra, "Ocena ograniczeń w produkcji energii w farmach wiatrowych wynikających z przedstawionych ograniczeń bilansowych PSE w świetle prognozowanej zmienności zapotrzebowania na moc w KSE w latach 2020-2025,," Electrotechnical and IT Department, Technical University of Lublin, Lublin, 2015.
- [9] PSE, "Działania podjęte dla poprawy bilansu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym," 2015. [Online]. Dostępne: [http://www.pse.pl/uploads/pliki/Sytuacja\\_KSE\\_2015-08-13.pdf](http://www.pse.pl/uploads/pliki/Sytuacja_KSE_2015-08-13.pdf).
- [10] Główny Urząd Statystyczny, Krajowa Agencja Poszanowania Energii, "Energy Efficiency trends and policies in Poland - Odyssee-Mure 2015 - Monitoring EU and national energy efficiency targets," 2015. [Online]. Dostępne: <http://www.odyssee-mure.eu/publications/national-reports/energy-efficiency-poland.pdf>.
- [11] T. Skoczkowski and S. Bielecki, "Efektywność energetyczna – polityczno-formalne uwarunkowania rozwoju w Polsce i Unii Europejskiej," 2016. [Online]. Dostępne na: [http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-49689a65-75cb-4300-94c6-acb42ab50dae/c/skoczkowski\\_bielecki-efektywnosc\\_19\\_1\\_16.pdf](http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-49689a65-75cb-4300-94c6-acb42ab50dae/c/skoczkowski_bielecki-efektywnosc_19_1_16.pdf).
- [12] Ministerstwo Gospodarki, "Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 r. do dnia 31 grudnia 2012 r," 2013. [Online]. Dostępne: <http://bip.me.gov.pl/Dzialalnosc+ministerstwa/Energetyka+sprawozdania>.
- [13] Forum for Energy Analysis, "Elements of New Market Design for Poland," 2015. [Online]. Dostępne: <http://www.fae.org.pl/en/analysis/elements-of-market-design-for-poland.html>.
- [14] Urząd Regulacji Energetyki, "Charakterystyka rynku energii elektrycznej 2015," 2016. [Online]. Dostępne: <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/charakterystyka-rynku/6543,2015.html>.
- [15] PSE, "Raport 2015 RB," 2016. [Online]. Dostępne: <http://www.pse.pl/index.php?did=2869>.
- [16] Ecofys, "Power System Flexibility Strategic Roadmap," 2015. [Online]. Dostępne: <http://www.ecofys.com/en/publications/power-system-flexibility-strategic-roadmap/>.
- [17] Smart Energy Demand Coalition, "Mapping Demand Response in Europe Today - 2015," 2015. [Online]. Dostępne: <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf>.
- [18] European Commission, "JRC Science for Policy Report - Demand Response status in EU Member States," 2016. [Online]. Dostępne: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC101191/Idna27998enn.pdf>.
- [19] Entso-E, "Ten Year Network Development Plan 2016 - Draft," 2016. [Online]. Dostępne: <http://tyndp.entsoe.eu/>.
- [20] Forum for Energy Analysis, "Power deficit in the Polish power system in August 2015," 2015. [Online]. Dostępne: <http://www.fae.org.pl/en/blog/power-deficit-in-the-polish-power-system-in-august-2015.html>.



**Wyniki krajowe  
wg subkategorii**



**Wyniki krajowe  
wg subkategorii**



**Wyniki krajowe  
wg subkategorii**



**Wyniki krajowe wg subkategorii**



**Wyniki krajowe wg subkategorii**



