

SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

STABILNA PRACA KSE PRZY WIĘKSZEJ PRODUKCJI
ŹRÓDEŁ OZE UZALEŻNIONYCH OD
LOKALNYCH WARUNKÓW POGODOWYCH
BROSZURA INFORMACYJNA



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Umwelt
Bundesamt



INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

ECOFYS

SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY
STABILNA PRACA KSE PRZY WIĘKSZEJ PRODUKCJI
ŹRÓDEŁ OZE UZALEŻNIONYCH OD
LOKALNYCH WARUNKÓW POGODOWYCH

© Ecofys 2017 we współpracy z Instytutem Jagiellońskim

Niniejszy projekt został utworzony przez Doradczy Program Wsparcia Niemieckiego Federalnego Ministerstwa Środowiska (AAP) w celu ochrony środowiska w krajach Środkowej i Wschodniej Europy, Kaukazu i Azji Środkowej oraz innych krajów sąsiadujących z Unią Europejską. Autorzy ponoszą odpowiedzialność za treść niniejszej publikacji.



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Umwelt
Bundesamt

System elektroenergetyczny

**Stabilna praca KSE przy większej produkcji źródeł
OZE uzależnionych od lokalnych warunków pogodowych**

BROSZURA INFORMACYJNA

Część I: Projektowanie systemu elektrycznego: Doświadczenia z Niemiec

Autorzy: dr Christian Nabe and Jenny Cherkasky (Ecofys)

Część II: Projektowanie systemu energetycznego: Założenia w Polsce

Autor: dr Christian Schnell (Instytut Jagielloński)

Projekt graficzny: Piotr Perzyna
NOWEMEDIA24.pl

Kluczowe informacje

Część I

**Autorzy: dr Christian Nabe,
Jenny Cherkasky (Ecofys)**

4

Okolo 90% łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej energii odnawialnej w Niemczech jest podłączona do sieci dystrybucyjnej. W najbliższej przyszłości operatorzy sieci dystrybucyjnej zakładają wzmocnione znaczenie „agregowanej energii” przy rozszerzeniu ich odpowiedzialności.

Dyskutuje się dostosowanie strefy cenowej pomiędzy Niemcami Północnymi a Niemcami Południowymi, aby poradzić sobie z wyzwaniami tymczasowej ograniczonej zdolności przesyłowej.

Możliwe jest znaczne ograniczenie wymaganych inwestycji w rozwój sieci dzięki zastosowaniu innowacyjnych urządzeń (regulowane transformatory sieci, technologie aktywnej kontroli przepływu,

inne elastyczne rozwiązania), ale również czasowemu ograniczeniu całkowitej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do maksymalnej 3%.

Opracowuje się nowe zdecentralizowane mechanizmy rynkowe („rynki inteligentne”). Pomagają one zoptymalizować stosowanie elastycznych rozwiązań zarządzania siecią, by uniknąć czasowe ograniczenia energii odnawialnej.

Część II

Autor: dr Christian Schnell
(Instytut Jagielloński)

Obecny miks energetyczny w Polsce nadal warunkuje system energetyczny zarządzany w sposób scentralizowany. Duże mało elastyczne elektrownie węglowe o stosunkowo wysokiej emisji gazów cieplarnianych, głównie w posiadaniu częściowo państwowych spółek, są nadal podstawą polskiego systemu energetycznego zabezpieczającego dostawy - wliczając dostawy węgla kamiennego i brunatnego przez polskie kopalnie. Udział zdecentralizowanych dostawców energii ze źródeł odnawialnych jest nadal mały, mimo że w wietrzne dni z niskim zapotrzebowaniem energia wiatrowa dostarczała już do 30 procent zapotrzebowania. Energię wiatrową trudno jednak zrównoważyć innymi źródłami odnawialnymi, np. energią fotowoltaiczną, kotłami na biomasę, elektrowniami wodnymi lub mniejszymi biogazowniami, tak więc musi być kompensowana mało elastycznymi elektrowniami węglowymi. Z tego powodu zdecentralizowane zarządzanie systemem energetycznym nie zostało wdrożone mimo zmodernizowania sieci dystrybucyjnej w ostatnich kilku latach. Ponadto zdolności importowe do 2016 roku były blokowane przez przepływy kołowe w strefie cenowej Phelix, tzn. Niemcy i Austria. Obecnie zdolności importowe zwiększyły się znacząco.

Przy takim otoczeniu rynkowym wymogi pakietu zimowego UE stanowią poważne wyzwanie dla polskiego sektora elektroenergetycznego. Przy zobowiązaniu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w sposób stały do roku 2030 do 500 kg CO₂/MWh, wynikające ze zobowiązań na poziomie UE – oznaczające w kon-

sekwencji zamknięcie wielu elektrowni węglowych, a również polskich kopalń węglowych - polski miks energetyczny musi ulec znaczącym zmianom we względnie krótkim okresie. Obecnie Polska dokonuje ponownej ewaluacji swojego miksu energetycznego i przed uchwaleniem ustawodawstwa Pakietu Zimowego ciężko jest przedstawić konkretne wnioski co do przyszłości krajowego systemu elektroenergetycznego.

Dodatkowo zobowiązanie Pakietu Zimowego w celu wzmocnienia aktywnego zarządzania sieciami dystrybucyjnymi i zapewnienie klientom inteligentnych liczników, dynamicznych taryf itp. stwarza kolejne formy ryzyka ekonomicznego dla zintegrowanych koncernów energetycznych, ponieważ obecnie przesył i dystrybucja energii elektrycznej są nadal rentownym biznesem – w przeciwieństwie do najbliższej perspektywy produkcji energii elektrycznej w dużych elektrowniach konwencjonalnych, które stoją w obliczu ryzyka dalszego zwiększenia cen za emisję gazów cieplarnianych i zwiększonej konkurencji ze strony importu energii z sąsiednich rynków oferujących znacznie niższe ceny hurtowe.

W tym otoczeniu rynkowym dobrze zaplanowane przejście jest koniecznością w celu uniknięcia ekonomicznych perturbacji (częściowo) państwowych koncernów energetycznych, nagłej utraty wielu tysięcy miejsc pracy, a wreszcie ewentualnego wrogiego przejścia aktywów rynkowych przez graczy spoza UE na niekorzyść krajowego bezpieczeństwa energetycznego.

Spis treści

Część I: Projektowanie systemu energoelektrycznego: Doświadczenia z Niemiec		7	CzęśćII: Projektowanie systemu energoelektrycznego: Założenia w Polsce		27
1.1	Wpływ transformacji energetycznej na zadania niemieckich operatorów sieci	8	2.1	Wprowadzenie	28
1.2	Zarządzanie zagęszczeniem na poziomie przesyłu przez OSP	12	2.2	Otoczenie rynkowe dla polskich koncernów energetycznych	29
1.2.1	Dyskusja o obszarach cenowych w Niemczech	12	2.3	Otoczenie rynkowe dla operatorów sieci	43
1.3	Proces przekierowania i ograniczenia oraz rola źródeł odnawialnych i kogeneracji	15			
1.4	Równoważenie rynku	18			
1.5	Przyszła rola OSD	28			
Część III: Bibliografia		49			

Część I:
Projektowanie systemu
energoelektrycznego:
Doświadczenia z Niemiec

7

Autorzy: dr Christian Nabe and Jenny Cherkasky (Ecofys)

Rola operatorów sieci oraz koszty sieci elektrycznej stanowią główną część dyskusji politycznej toczącej się wokół transformacji energetycznej ('Energiewende'). Historycznie rzecz biorąc, produkcja energii elektrycznej znajdowała się blisko zapotrzebowania na energię. Wraz z transformacją energetyczną źródło produkcji energii została najważniejszym czynnikiem, co stwarza pytania, jak ta energia może być transportowana i równoważona z zapotrzebowaniem na energię. Niniejsza broszura ma na celu zilustrowanie zadań i wyzwań dla operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Jest to krytyczna analiza ich narzędzi (np. ponowna wysyłka energii) oraz sugestii dotyczących zmian (podział stref cenowych). Ogólnie, niniejsza broszura ilustruje rolę i wyzwania operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w celu uzyskania wskazówek dotyczących integracji produkcji energii ze źródeł odnawialnych do systemów elektroenergetycznych.

1.1 Wpływ transformacji energetycznej na zadania niemieckich operatorów sieci

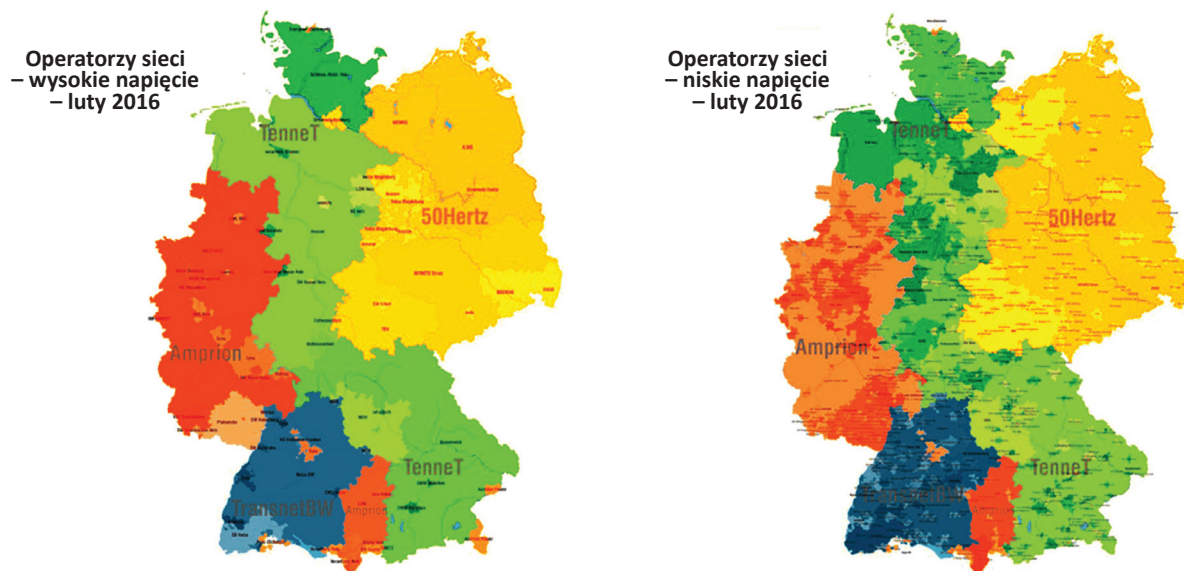
Na rynku elektryczności operatorzy systemów przesyłowych (TSO) są podmiotami odpowiedzialnymi za transport energii elektrycznej z dużych elektrowni poprzez przesyłową sieć elektryczną do sieci dystrybucyjnych. W Niemczech napięcie sieci przesyłowej wynosi od 220 kV do 380 kV. Z uwagi na wysoki koszt budowy i konserwacji infrastruktury sieci mają zatem charakter oligopolu naturalnego. Niemiecka sieć przesyłowa jest podzielona na czte-

ry obszary, pomiędzy operatorami TSO Amprion, Transnet BW, Tennet i 50 Hertz (Rysunek 1), i ma długość 35.000 km. Każdy operator transportuje moc elektryczną do operatorów sieci dystrybucyjnej oraz za granicę. Jednym z głównych zobowiązań jest zagwarantowanie stabilności systemu. Operatorzy muszą ingerować w krytycznych dla systemu sytuacjach, jak zagęszczenie sieci, wahania częstotliwości lub napięcia. Do tego celu mają oni dostęp do kilku usług¹ pomocniczych, jak odsyłanie, ograniczenie lub kompensowanie rezerw, co opisano w kolejnych rozdziałach.

1. Usługi pomocnicze: Usługi, które zapewnione są przez operatorów celem zagwarantowania stabilności i bezpieczeństwa sieci.

Rys. 1

PRZEGLĄD GEOGRAFICZNY OPERATORÓW SIECI WYSOKICH NAPIĘĆ (PO LEWEJ) I ŚREDNICH NAPIĘĆ (PO PRAWEJ)
ŹRÓDŁO: ENE'T, 2017



W przeciwieństwie do małej liczby operatorów sieci przesyłowej (OSP) występuje około 888 operatorów systemu dystrybucji (OSD). Otrzymują energię elektryczną z OSP i transportują ją dalej do odbiorców. Sieć dystrybucyjna jest niemal 49 razy dłuższa od sieci przesyłowej. Chociaż największa część sieci składa się z sieci średnio- i niskonapięciowych, niektórzy z OSD odpowiadają również za sieci wysokonapięciowe 110 kV. Rysunek 1 po lewej stronie wskazuje OSD operujących również na poziomie 110 kV i podporządkowane OSD na niższych poziomach napięcia po prawej.

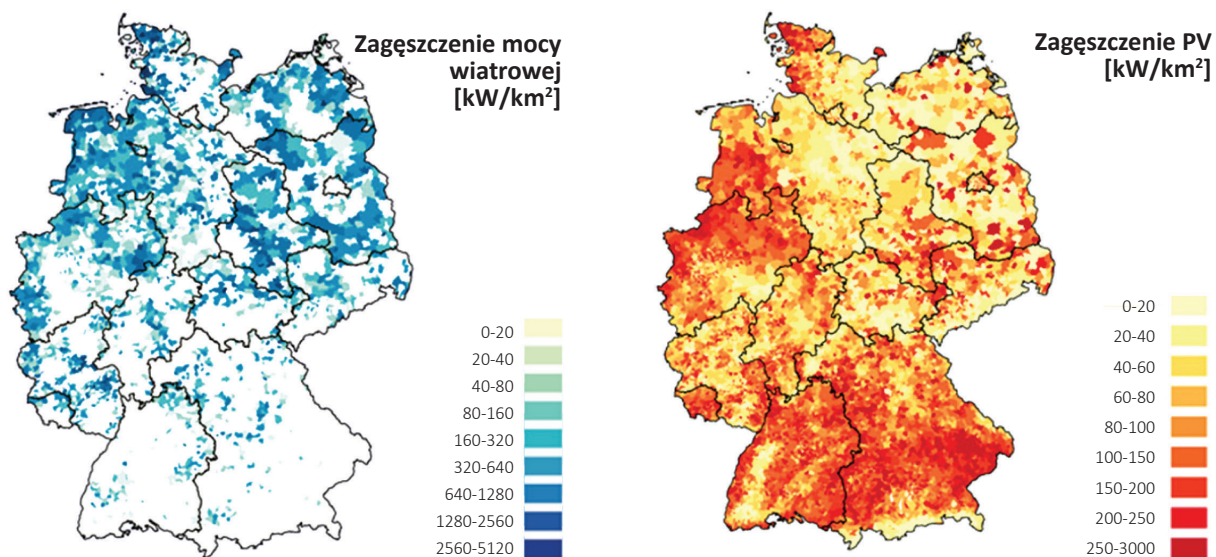
W historycznych, jednokierunkowych systemach sieciowych, większość produkowanej energii elektrycznej dostarczano do linii przesyłowych i transportowano do odbiorców na poziomie sieci dystrybucyjnej. Przy zwiększeniu produkcji ze źródeł odnawialnych systemy sieciowe stawały się w coraz większym stopniu dwukierunkowe. 90% całkowitej zainstalowanej mocy z energii odnawialnej jest podłączone do sieci dystrybucyjnej, która stanowi nawet około 98% liczebności wszystkich instalacji OZE. Moce wytwórcze energii odnawialnej są dystrybuowane wśród OSD w sposób bardzo niejednorodny. Dla około 5% OSD zainstalowane zdolności wytwór-

cze energii odnawialnej przekraczają nawet maksymalne obciążenie elektryczne (Büchner, et al., 2014). Coraz większe ilości energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych powracają z sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej. W wyniku tego OSD muszą sobie radzić z rolą „zbierania”, a nie tylko „dystrybuowania”. Dla aktualnego projektu sieci nie przewidziano tych dodatkowych wyzwań, co powoduje zagęszczenie sieci na poziomie dystrybucji i nawet przesyłu. (BNetzA, 2016)

Z powyższych danych można wnioskować, że większość urządzeń wiatrowych zainstalowano na północy Niemiec, natomiast moduły fotowoltaiczne zainstalowano na południu. W 2016 roku produkcja elektryczności z ogniw fotowoltaicznych wynosiła 20,3% i z wiatru 42,2% całkowitej energii elektrycznej pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych (Burger, 2017). Biorąc pod uwagę fakt, że większość niemieckiego przemysłu jest umiejscowiona na południu, odległość między produkcją elektryczności a jej odbiorcami stwarza dodatkowe wyzwania dla systemu elektroenergetycznego.

Rys. 2

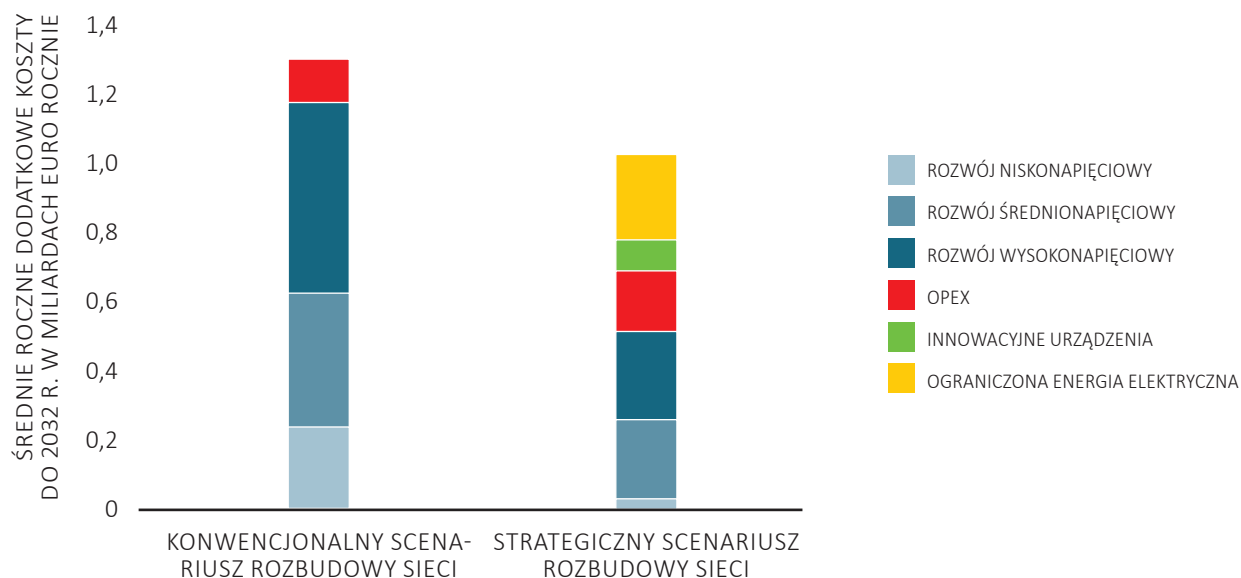
GĘSTOŚĆ ZAINSTALOWANYCH URZĄDZEŃ WIATROWYCH (PO LEWEJ) I MOCE OGNIW FOTOWOLTAICZNYCH W NIEMCZECH (PO PRAWEJ) W LIPCU 2014
ŹRÓDŁO: ECOFYS, FRAUNHOFER IWES



10

Rys. 3

**ROZBUDOWANIE SCENTRALIZOWANEJ SIECI KONWENCJONALNEJ (PO LEWEJ) W PORÓWNA-
NIU Z KOSZTEM ROZBUDOWY ZDECENTRALIZOWANEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ (PO PRAWEJ)**
ŹRÓDŁO: BÜCHNER, ET AL., 2014

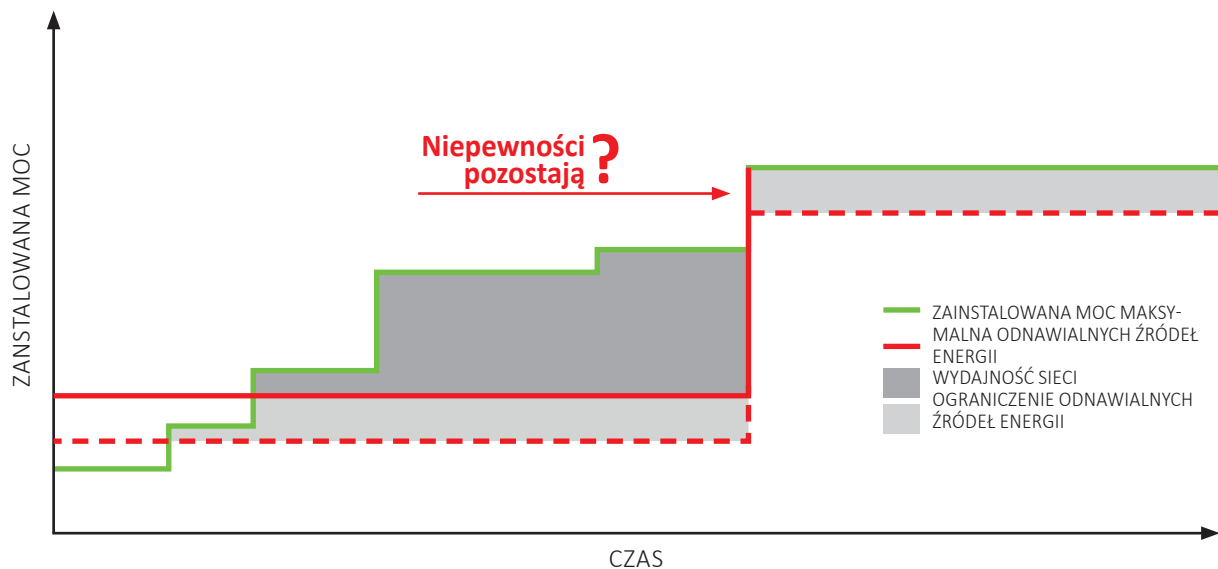


Wysoki udział produkcji energii odnawialnej wymaga dodatkowego roz-
budowania sieci na wszystkich poziomach napięcia, ale wymagane inwe-
stycje można ograniczyć dzięki zastosowaniu innowacyjnych urządzeń (in-
teligentne liczniki, elektrownie wirtualne/agregatory itp.) i zaakcepto-

waniu pewnego poziomu ograniczeń dla źródeł odnawialnych. Do zeszłego roku operatorzy sieci mieli za zadanie nakreślić swoje planu rozwojowe tak, aby ograniczanie nie było konieczne. Taka rozbudowa sieci zwiększa potrzebę inwestycji do nieracjonalnie wysokich wartości. Ustawodawca pozwala zatem operatorom sieci uwzględnić ograniczenie do maksymalnie 3% całkowitej elektryczności generowanej ze źródeł odnawialnych ('Spitzenkappung') (§ 11 (2) EnWG 2016). Jak przedstawiono na Rysunku 3, nowe przepisy znacznie zmniejszają potrzebę inwestycji w sieci dystrybucyjnej (do 110 kV). Jednak porównywalnie wyższa liczba zakłóceń systemowych powoduje zwiększenie kosztów operacyjnych (OPEX) i wymaga dodatkowych inwestycji w innowacyjne urządzenia.

Jak wskazano na rysunku 4, przepisy dotyczące 3% ograniczenia stanowią środek długoterminowy. W okresie długoterminowym wydajność sieci należy rozszerzyć w taki sposób, aby ograniczyć maksymalnie 3% wydajność energii odnawialnej z wiatru i ogniw fotowoltaicznych. Biorąc pod uwagę różnorodne wątpliwości, nie można jednak jasno określić, kiedy rozbudowa sieci osiągnie ten etap.

Rys. 4 | **OGRODZENIE ENERGII ODNAWIALNEJ I WYDAJNOŚĆ SIECI NA OSI CZASU**
ŹRÓDŁO: ECOFYS



Jedną z technologii, która jest postrzegana jako fundament dla elastycznego zarządzania popytem, i które mogą w związku z tym obniżyć koszty integracji energii odnawialnej do sieci, są inteligentne liczniki. Zachęty cenowe mogą prowadzić do zarządzania zapotrzebowaniem przez konsumentów oraz mogą zmniejszać zużycie szczytowe (Agricola i wsp., 2014). W dyrektywie z 2009 roku Unia Europejska sugeruje wprowadzenie inteligentnych liczników dla 80% klientów do roku 2020 (WE, inteligentne sieci i liczniki, n.d.). Poprzez prawo służące digitalizacji transformacji energetycznej niemiecki rząd zobowiązuje odbiorców prądu (o minimalnym zużyciu energii na poziomie 7 MWh/rok) i zdecentralizowanych wytwórców/prosumentów do instalowania inteligentnych liczników, o ile koszty inwestycji leżą poniżej określonego pułapu (§ 31). Jednakże korzyści płynące z tych rozwiązań mogą być realizowane jedynie w dłuższej perspektywie czasowej. W perspektywie krótkoterminowej, wprowadzenie inteligentnych liczników na masową skalę ma prowadzić do większej przejrzystości, a tym samym efektywności energetycznej (Agricola, et al., 2014).

1.2 Zarządzanie zagęszczeniem na poziomie przesyłu przez OSP

Odległość pomiędzy produkcją energii wiatrowej na północy i wykorzystaniem dużej mocy na południu Niemiec prowadzi do zagęszczenia i wymaga dodatkowych linii przesyłowych z północy na południe. Niemniej jednak planowana rozbudowa sieci postępuje powoli. Do trzeciego kwartału 2016 roku wybudowano tylko 700 km z planowanych 8.000 km dodatkowych linii przesyłowych. (Bundesnetzagentur, 2016). Niemieckie OSP szacują, że wymagane inwestycje w latach 2015 do 2025 zmieszczą się w przedziale od 22 miliardów do 36 miliardów euro (Netzentwicklungsplan Strom, 2015; Nabe & Neuhoﬀ, 2015).

Aby radzić sobie z zagęszczeniem we własnej strefie cenowej, OSP mogą obecnie ograniczać wielkość połączeń międzysystemowych do innych krajów. Jednak z powodu propozycji Komisji Europejskiej dotyczącej Pakietu Zimowego, takie środki mogą być od 2021 r. zakazane (Coibion, et al., 2016).

Ograniczenia przesyłu nie znajdują odzwierciedlenia w niemiecko-austriackiej strefie cenowej pt. 'Phelix', co wywołało dyskusję dotyczącą rozdzielania stref cenowych.

1.2.1 Dyskusja o obszarach cenowych w Niemczech

Zgodnie z art. 2 (3) rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013, strefa lub obszar cenowy opisuje największy obszar geograficzny, na którym uczestnicy rynku mogą wymieniać energię elektryczną bez alokacji mocy. Jako że handel elektrycznością jest nieograniczony, w jednej strefie cenowej obowiązuje tylko jedna cena hurtowa. W przeciwieństwie do tego transakcje z jednej strefy do drugiej muszą uwzględniać ograniczenia zdolności przesyłowej, co może powodować widełki cenowe tzw. 'spready' pomiędzy różnymi strefami (Entso-e, 2016). Produktowność międzystrefową ustalają OSP w procesie obliczeniowym i alokacji. Zgodnie z ramami prawnymi UE strefy cenowe muszą być określone w sposób zapewniający wydajne zarządzanie zagęszczeniem uwzględniając całkowitą wydajność rynku.

Niektóre strefy cenowe rozwinęły się jednak historycznie na podstawie granic państwowych i nie są reprezentatywne dla ograniczeń przesyłowych.

Podsumowując, fizyczne ograniczenia przesyłu nie są odzwierciedlone w cenie hurtowej. OSP zarządzają zagęszczeniem w strefie cenowej takimi środkami, jak odsyłanie, co zostanie omówione w następnym rozdziale. W dużych strefach cenowych pojedyncza cena może nie zapewnić odpowiedniej równowagi podaży i popytu. Odsyłanie staje się konieczne w celu zwiększenia generowania mocy w obszarach o zwiększonym popycie i vice versa (EC, Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, 2016). Odsyłanie jest środkiem pozarynkowym i niesie za sobą zwiększenie kosztów dla odbiorców elektryczności. Brak odpowiednich sygnałów cenowych może ponadto osłabiać bodźce inwestycyjne i zniekształcać ceny energii elektrycznej (KE, Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms).

Wspólna strefa cenowa Niemiec i Austrii jest nad wyraz zmiennym rynkiem energii i znacznie obniżyła ceny hurtowe w Austrii. Z drugiej strony zagęszczenie pomiędzy północnymi Niemcami z dużą produkcją energii wiatrowej a Austrią wymogło dodatkowe środki w kwestii przekierowania i spowodowało powstanie dodatkowych przepływów kołowych u wschodnioeuropejskich sąsiadów (szczególnie w Polsce i Republice Czeskiej). Jako że zdolności przesyłowe nie są wystarczające do przestania produkcji energii na południe Niemiec i Austrii, część fizycznego przepływu przechodzi przez Polskę i Republikę Czeską, nakładając na ich sieci dodatkowe obciążenie. Jednocześnie przepływy są wyłącznie fizyczne i nie odbywa się żaden handel korzystny bezpośrednio dla krajów Europy Wschodniej. Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) zdecydowała o rozdzieleniu Niemiec i Austrii do lata 2018 roku. Niemiecki organ regulacji sieci Bundesnetzagentur, który także opowiada się za podziałem, poprosił Niemieckie OSP o wdrożenie odpowiednich zmian (ICIS, 2016). Ponadto Komisja Europejska powtórzyła w Pakiecie Zimowym, że granice strefy cenowej muszą podlegać przeglądowi przez wszystkich zaangażowanych współudziałowców (Coibion, et al., 2016).

Austria korzysta z niskich cen hurtowych wynikających z niemieckiej transformacji energetycznej i kwestionuje decyzje europejskich organów. Austria wysuwa następujące argumenty w obronie wspólnej strefy cenowej z Niemcami:

- Podział sprzeciwia się dalszej integracji rynku elektrycznego w Europie;
- Przeciążenie nie powstaje na granicy niemiecko-austriackiej, tylko w Niemczech (ICIS, 2016);
- Zaleceń grupy europejskich operatorów sieci przesyłowej w kwestii oceny regulacyjnej należy oczekiwać dopiero w drugim kwartale 2017 roku a wszelkie działania przed tą datą będą przedwczesne (Zha, 2016);
- Zgodnie z raportem popartym przez Dyрекcję Generalną ds. Energetyki (DG Energy) Komisji Europejskiej i sądu pierwszej instancji UE, podział stref cenowych musi dokonać się w „procesie przeglądu stref cenowych”, który mogą zapoczątkować wyłącznie OSP i kraje członkowskie, ale nie sama agencja regulacyjna (Industriemagazin, 2016; Thalmayr, 2015; ICIS, 2016).

Pomimo oporu Austrii zwolennicy twierdzą, że podział jest zgodny z zasadami UE.

Poczyniono dalsze kroki mające na celu podział niemieckiej strefy ce-

nowej na część północną i południową. Granice pomiędzy strefami cenowymi mogłyby odzwierciedlać strefę przeciążenia i stanowić zachętę do inwestowania. Na północy ceny energii elektrycznej byłyby niższe, co może być atrakcyjne dla przemysłu. Dodatkowo wysokie zapotrzebowanie na północy zmniejszyłoby zapotrzebowanie na dalsze linie przesyłowe. Niemniej jednak niemiecki rząd opiera się takim działaniom i podnosi następujące argumenty:

- Podział zmniejszyłby płynność rynku, co może spowodować zwiększenie cen transakcji, wyższe ryzyko a co za tym idzie zmniejszenie inwestycji (Frontier Economics, 2013);
- Różnica cen (€1,70/MWh lub 5% ceny hurtowej) jest zbyt niska, aby zniwelować koszty przekierowania;
- Długie terminy realizacji są konieczne, aby umowy na dostawę nie były zagrożone;
- Negatywne doświadczenia za granicą, gdzie różne strefy cenowe prowadziły do strategicznych licytacji i nieprzewidywalnych wahań (PJM- Pennsylvania-New Jersey-Maryland w 1997);
- Różne taryfy gwarantowane „EEG-Umlage” z powodu różnych cen hurtowych;
- Zwiększenie mocy rynkowej graczy w mniejszych strefach cenowych;
- Wysoki koszt przekształcenia rynku (BMWi, 2014).

Ponadto kwestionuje się, czy inwestorzy będą polegać na fakcie, że rozbieżność cen pozostaje na danym poziomie biorąc pod uwagę fakt, że decyzje inwestycyjne niosą ze sobą długoterminowy wpływ i że rozbudowę sieci postrzega się jako ważny środek europejskiej integracji produkcji energii odnawialnej.

Zamiast tworzenia dwóch stref cenowych w Niemczech można usłyszeć głosy wzywające do oceny potencjalnych efektów systemu cen węzłowych. W systemie cen węzłowych różne „węzły” lub części sieci przesyłowej mogą mieć różne ceny hurtowe uwzględniające dostępność zdolności przesyłowej i produkcyjnej. Np. w Stanach po niepowodzeniu systemu strefowego w PJM wprowadzono system cen węzłowych, obejmujący około 2000 różnych węzłów (Egerer, von Hirschhausen, Weibezahn, & Kemfert, 2015).

1.3 Proces przekierowania i ograniczenia oraz rola źródeł odnawialnych i kogeneracji

Zgodnie z art. 2 (26) rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013, „redispatching” opisuje działanie uruchomione przez jednego lub kilku operatorów sieci przesyłowej poprzez zmianę generowania i/lub układu obciążeń w celu zmiany przepływu fizycznego w systemie oraz zwolnienie fizycznego przeciążenia. Przekierowanie skupia się na regionalnych wąskich gardłach poprzez zmniejszenie produkcji energii elektrycznej przed i zwiększenie produkcji za ‘wąskim gardłem’ (BNetzA, 2016). Podstawę regulacyjną przekierowania stanowi §13 ust. 1 ustawy o gospodarce energetycznej [niem. EnWG]. Przekierowania można dokonać wyłącznie dla mocy konwencjonalnej od 10 MW w górę, podłączonej do napięcia 110 kV lub wyższego. Te ograniczenia dotyczące poziomu napięcia zostały porzucone w EnWG 2016. Niemniej jednak opcja ta jest obecnie rzadko stosowana.

Dwa dni przed dostawą wytwórcy przedstawiają OSP plany działania i niedostępności (ERRP-data). W oparciu o tę informację OSP mogą oszacować potencjalnie dostępne moce do przekierowania. OSP oceniają obliczenia przepływu obciążenia i możliwości przekroczenia limitów. Poprzez zestawienie tych informacji decydują o niezbędnych środkach przekierowania i ogłaszają je nie wcześniej niż o godz. 14:30 dla dnia następnego (BDEW, 2014).

Jednostki, które podpisały umowę o przekierowaniu z OSP, są zobligowane do dostosowania swojej mocy produkcyjnej. Po wezwaniu jednostek generujących do przekierowania nie mogą one podejmować żadnych innych czynności w trakcie tego dnia (Nabe & Neuhoff, 2015). Operatorzy elektrowni otrzymują rekompensatę za poniesione koszty i utracone zyski od OSP (BNetzA, 2012).

Pakiet Zimowy proponuje oparte na zasad rynkowych przekierowanie lub ograniczenie (Coibon, et al., 2016). W projekcie opartym na zasad rynkowych, wytwórcy będą ubiegać się o ponowne wysłanie oraz o to, aby zostać wybrani przez operatora sieci ze względu na najniższą cenę. Ta sugestia jest kontrowersyjna, ponieważ jednostki wytwarzające posiadają różny dostęp do sieci w zależności od ich odległości od wąskiego gardła. Jedną z obaw jest to, że jednostki wytwórcze wykorzystują swoje korzystne położenie dla zmaksymalizowania zwrotów. Inną sugestią zawartą w Pakiecie Zimowym jest ograniczenie pierwszeństwa w dostępie do sieci priorytetu przekierowania tylko do małych odnawialnych źródeł energii i wysoko-

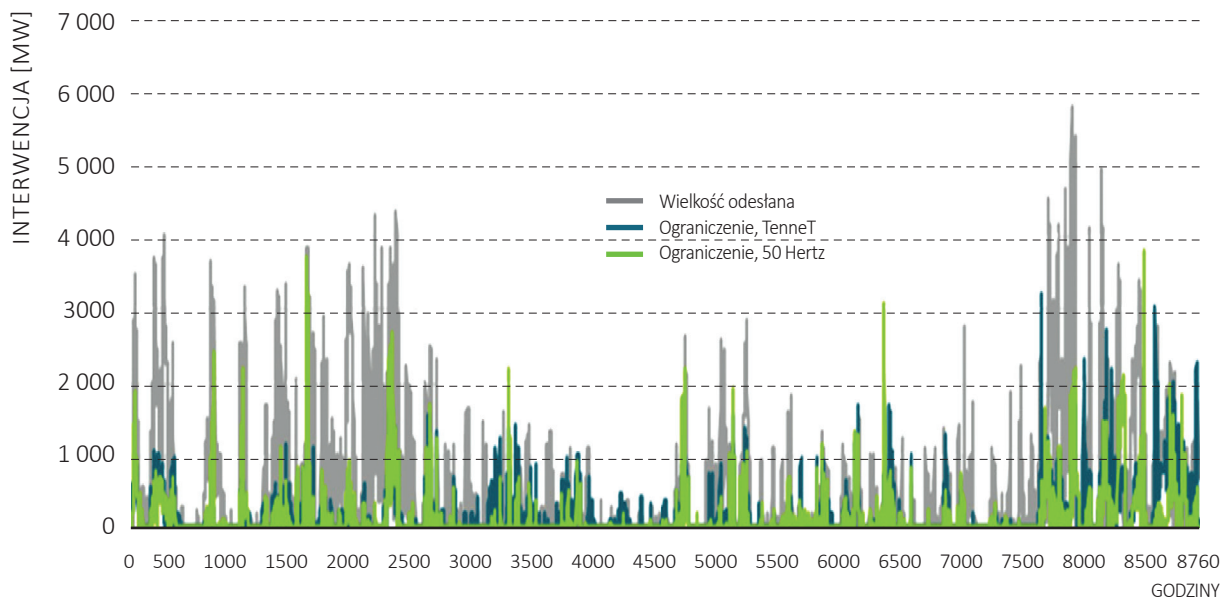
wydajnych instalacji kogeneracyjnych (< 500 kW) oraz technologii na wczesnym etapie (Coibon, et al. 2016). W danej chwili, wytwarzanie energii odnawialnej i energii w kogeneracji jest zawsze priorytetem w porównaniu z konwencjonalnym wytwarzaniem energii elektrycznej doprowadzonej do sieci i powinno być ograniczone wyłącznie jako środek ostateczny.

Inny instrument zarządzania przeciążeniem stworzono w 2016 roku i obejmuje on połączenie elektrociepłowni (wytwórcy OZE ‘power-to’heat’) z konwencjonalnymi źródłami kogeneracyjnymi. W przypadku przeciążenia sieci konwencjonalne źródła kogeneracyjne można wyłączyć a wymagane ciepło generują wytwórcy OZE ‘power-to’heat’. OSP zyskuje zatem dodatkowy dostęp do podłączonego wytwarzania dla przekierowania (ZuLaV- ‘Zuschaltbare Lasten Verordnung’). Aby konwencjonalne źródła kogeneracyjne kwalifikowały się do tego instrumentu, muszą być zbudowane przed 2017 rokiem i być zlokalizowane w regionach, gdzie występują duże ilości energii wiatrowej.

Ostatnią opcją radzenia sobie z przeciążeniami sieci jest ograniczenie generowania energii ze źródeł odnawialnych. Ograniczenie oznacza, że generowanie ze źródeł odnawialnych i konwencjonalne źródła kogeneracyjne zostanie ograniczone. Ogólnie rzecz ujmując, odnawialne źródła energii i konwencjonalne źródła kogeneracyjne posiadają ustalony priorytet dostępu do sieci, ale ich produkcja może być zmniejszana dla zapewnienia stabilności sieci. Jednostki wytwarzające otrzymują rekompensatę w wysokości 95% ich utraconej produkcji lub nawet 100%, jeżeli ograniczenie zmniejsza ich roczny przychód o co najmniej 1%. Z uwagi na poniesione straty wydajności oraz zasadę pierwszeństwa w dostępie do sieci dla energii ze źródeł odnawialnych, jest to opcja ostateczna. Podobne rozwiązanie proponuje Pakiet Zimowy.

Rysunek 5 poniżej ilustruje wielkość i częstotliwość przekierowania i ograniczenia w 2015 roku. Jako że największy udział przekierowania ma miejsce w rejonie operacyjnym 50Hertz i Tennet (95% ograniczonej wydajności), do wizualizacji ograniczenia wykorzystano tylko te dwie strefy. Staje się jasne, że większość regulacji sieci ma miejsce w miesiącach zimowych ze szczególnie dużą produkcją energii wiatrowej. Jako że środki przekierowania mają wyższy priorytet nad ograniczeniami, ich wielkości przewyższają ograniczoną moc elektryczną.

Rys. 5 | **REDISPATCH AND CURTAILMENT OVER 2015**
ŹRÓDŁO: ECOFYS

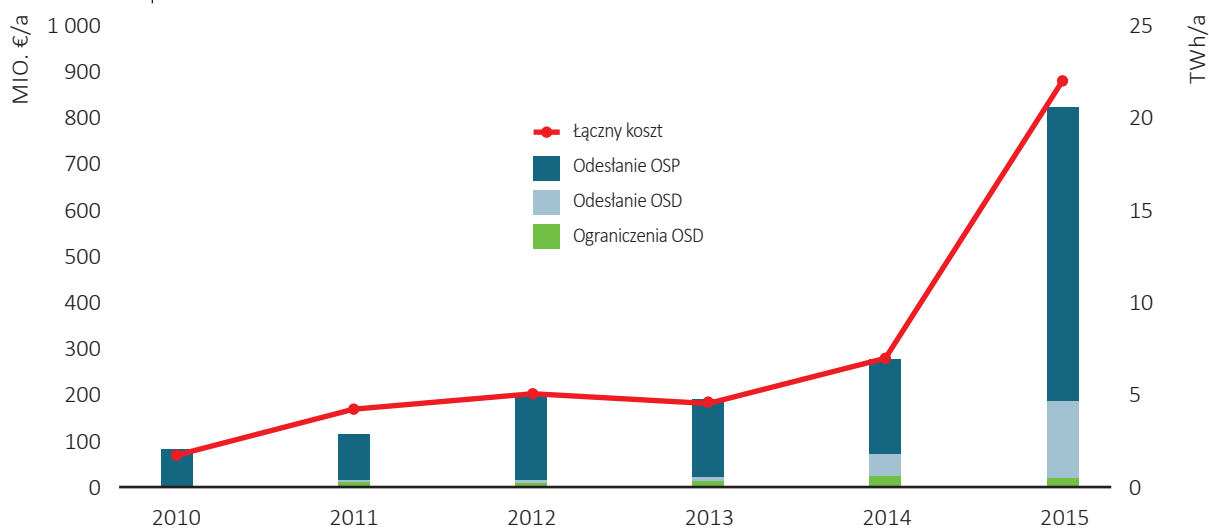


16

Wydajności wymuszone i nieelastyczne generowanie energii z konwencjonalnych elektrowni także ogranicza elastyczność operatorów sieci (Götz, Henkel, Lenck, & Lenz, 2014). Jednym z powodów wydajności wymuszonej jest produkcja ciepła z konwencjonalnych źródeł kogeneracyjnych i uczestnictwo w bilansowaniu rynku, co wymaga krótkich czasów reakcji.

Jak widać na następnym rysunku, koszt przekierowania i ograniczenia ulegał stałemu zwiększaniu do roku 2014 i podskoczył do niemal 1 miliarda euro w 2015 roku. Oczekuje się ustabilizowania się kosztów na tym poziomie w kolejnych latach.

Rys. 6 | **ROZBUDOWA USŁUG DODATKOWYCH Z BIEGIEM CZASU (KOSZTY I AKTYWOWANE WIELKOŚCI) ZGODNIE Z § 13 ENWG, ZRÓŻNICOWANIE ZGODNIE Z § 13 (1) ENWG (PRZEKIEROWANIE) PRZECIĄŻENIE Z UWAGI NA SIEĆ PRZESYŁOWĄ, ZGODNIE Z § 13 (2) ENWG (OGRANICZENIE) Z UWAGI NA PRZECIĄŻENIE SIECI PRZESYŁOWEJ I DYSTRYBUCYJNEJ,**
ŹRÓDŁO: ILUSTRACJA WŁASNA W OPARCIU O (MELUR, 2015; BNETZA, MONITORINGBERICHT 2014; BNETZA, 2015; BNETZA, 2016; ECOFYS, 2012; ECOFYS, 2013; ECOFYS, 2015)

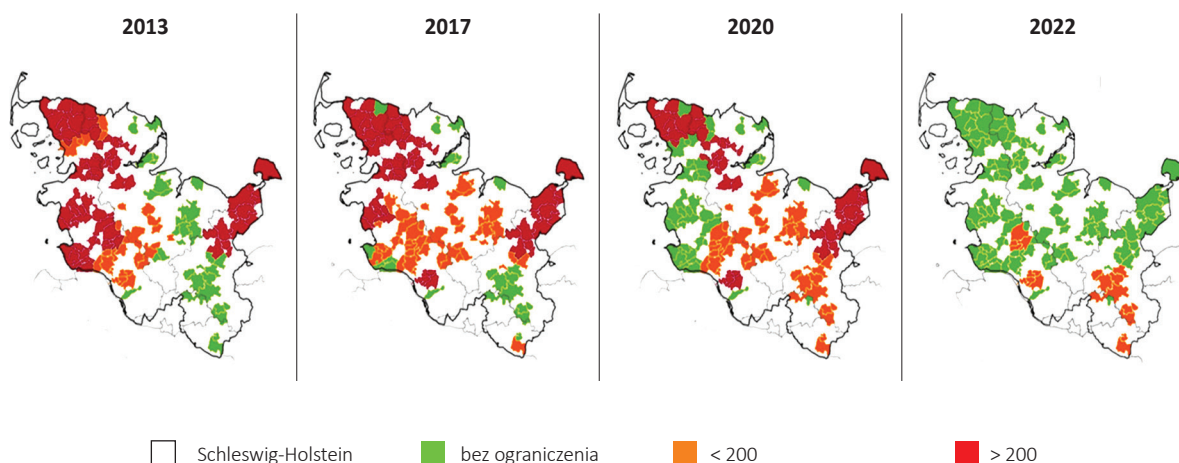


Rozbudowa sieci dystrybucyjnej może postępować szybciej niż rozbudowa sieci przesyłowej, ponieważ proces uzyskiwania pozwoleń jest łatwiejszy, a opór społeczny mniejszy. Jednym z przykładów jest Szlezwik-Holsztyn w północnych Niemczech, region o szczególnie wysokiej produkcji energii wiatrowej. Dzięki oczekiwanej rozbudowie sieci dystrybucyjnej możliwe jest zmniejszenie interwencji do 2022 roku do kilku godzin rocznie (Burges, et al., 2014; Schleswig-Holstein Netz AG, 2017).

Rys. 7

**SZACOWANIE PRZECIĄŻENIA NA POZIOMIE SIECI DYSTRYBUCYJNEJ
W SZLEZWIK-HOLSZTYNIE OD 2013 DO 2022**

ŹRÓDŁO: WŁASNA ILUSTRACJA W OPARCIU O SCHLESWIG-HOLSTEIN NETZ AG, 2017



Innym instrumentem przeciążenia jest regulacja dla rozłączenia obciążenia (AbLaV-‘Abschaltverordnung’), która została przedłużona do 2022 roku. W ramach dwustronnej umowy zawartej pomiędzy OSP a odbiorcą przemysłowym, odbiorca przemysłowy jest zobligowany do zmniejszenia zapotrzebowania energetycznego w krytycznych dla sieci sytuacjach. Otrzymuje ono rekompensatę za zapewnienie elastycznej wydajności i dodatkowo za aktywowaną energię. Jako że minimalna wydajność wynosi 10 MW, liczba kwalifikujących się odbiorców jest ograniczona.

1.4 Równoważenie rynku

Równoważenie rynku ma za zadanie zbilansowanie dostaw energii elektrycznej i zapotrzebowania w celu zachowania częstotliwości sieci na obszarze 50 Hz. Równoważenie można uzyskać poprzez dostosowanie popytu i podaży (dodatnie i ujemne równoważenie energii). W przeciwieństwie do przekierowania, regulowanie odbywa się na systemie, a nie na poziomie regionalnym i celuje w równoważenie systemu, a nie regionalne przeciążenie (BNetzA, 2013). Ponadto jest to środek rynkowy w przeciwieństwie do środków systemowych, takich jak przekierowanie.

Cztery OSP posiadają umowę na rezerwy² na wspólnej platformie (www.regelleistung.net) jako jeden kupujący. Rezerwę roboczą można podzielić na trzy segmenty:

Tabela 1

RODZAJE REZERW ROBOCZYCH

ŹRÓDŁO: WWW.REGELLEISTUNG.NET, HIRTH & ZIEGENHAGEN, 2015; PROF. STERNER, ET AL., 2014

RODZAJ REZERWY	MINIMALNA ILOŚĆ [MW]	CZAS TRWANIA UMOWY	MAKSYMALNY CZAS AKTYWACJI	WYNAGRODZENIE	ZMIENNA REGULACJA	ROZMIAR RYNKU [MW]
REZERWA PIERWOTNA (PR)	1	TYGODNIOWO	30 SEKUND	MOCE	ODCHYLENIE CZĘSTOTLIWOŚCI	600
REZERWA WTORNA (SR)	5	TYGODNIOWO	5 MINUT	MOCE I AKTYWOWANA ENERGIA	RÓWNOWAGA KONTROLI, ODCHYLENIE CZĘSTOTLIWOŚCI	± 2000 I REZERWA
REZERWA TRZECIORZĘDOWA (TR)	5	CODZIENNIE	15 MINUT	MOCE I AKTYWOWANA ENERGIA	REZERWA WTORNA AKTYWOWANA	+ 2500 / - 2800

Oferty są sortowane do momentu uzyskania wymaganej wydajności a dostawca rezerwy roboczej uzyskuje wynagrodzenie na zasadzie „pay-as-bid”. Aby uczestniczyć w aukcji, wszyscy uczestnicy muszą uzyskać wstępną kwalifikację i udowodnić, że są w stanie dostarczyć rezerwę roboczą.

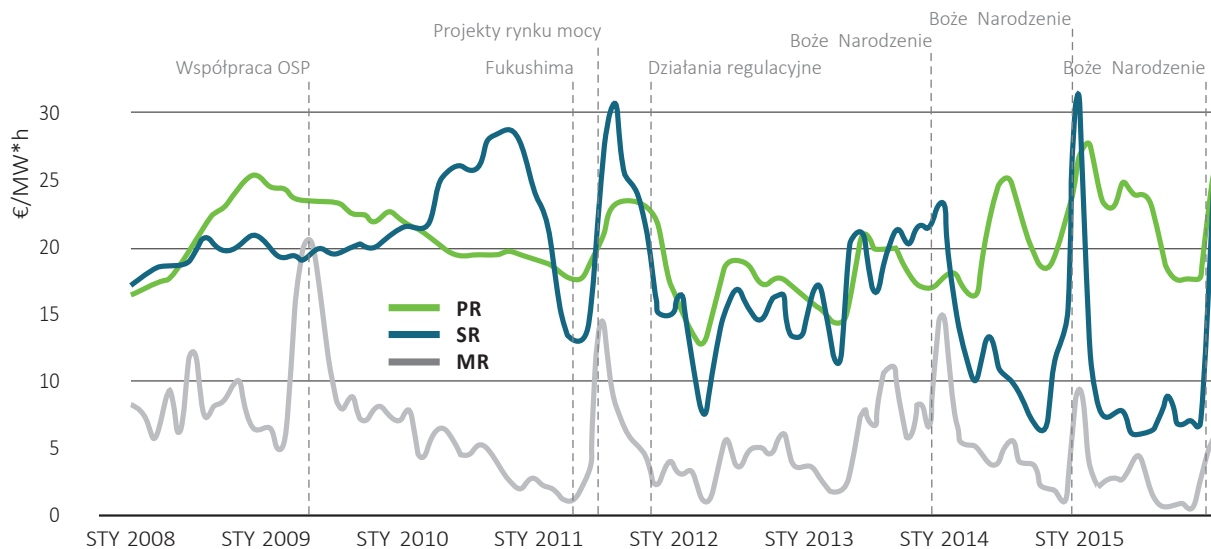
Jedną z propozycji Pakietu Zimowego UE jest przesunięcie składania ofert bliżej potencjalnej dostawy poprzez umożliwienie dostarczenia mocy równoważącej w ciągu dnia dostawy. Dzięki temu energia ze źródeł odnawialnych, szczególnie energia wiatrowa, mogłaby łatwiej uczestniczyć w równoważeniu rynku. Oferent uzyskiwałby wynagrodzenie za aktywację energii równoważącej, ale nie za zapewnienie wydajności.

Jak widać na kolejnym rysunku, ceny rezerw roboczych zmniejszają się z czasem, ale mogą osiągać szczytowe wartości w dniach o szczególnie niskiej płynności rynku (np. święta Bożego Narodzenia). Ułatwienie współpracy pomiędzy OSP („Netzregelleverbund”, NRV), odchodzenie od energii nuklearnej po Fukushima i zmiany ustawowe miały różny wpływ na ceny różnych rodzajów rezerw roboczych. W tym samym czasie ilość aktywowanej rezerwy stale spadała (Rysunek 9). Niektórymi powodami takiej rozbudowy mogą być silniejsze bodźce dla równoważenia sieci przez wyższe ceny za energię kompensacyjną, lepsze przewidywania produkcyjne i przeszkody legislacyjne dla „zachowań strategicznych” dużych wytwórców. Z tego powodu łączny koszt zapewnienia różnicowania mocy spadł o 50% (Hirth & Ziegenhagen, 2015).

2. Rezerwy robocze: Moc wytwórcza dla operatora sieci przez krótki czas w celu zrównoważenia popytu i podaży energii.

Rys. 8

KSZTAŁTOWANIE SIĘ CENY REZERWY ROBOCZEJ Z BIEGIEM CZASU
ŹRÓDŁO: HIRTH & ZIEGENHAGEN, 2015

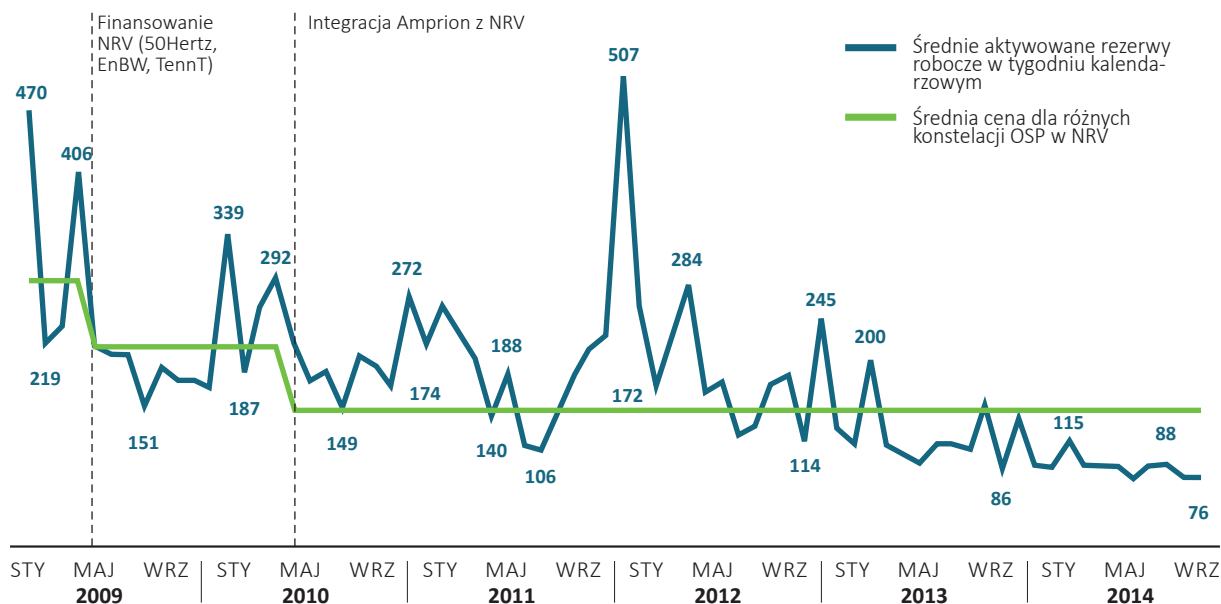


Neon analysis. Based on data from Bundesnetzagentur, Regelleistung.net, TSO websites. Monthly volume-weighted averages of all products (peak / off-peak, negative / positive) per segment.

19

Rys. 9

AKTYWOWANA REZERWA ROBOCZA
ŹRÓDŁO: HIRTH & ZIEGENHAGEN, 2015



Ceny na rynku rezerwy głównej spadły jeszcze bardziej w ostatnim roku. Było to spowodowane głównie wysoką podażą akumulatorów na rynku rezerwy głównej.

20

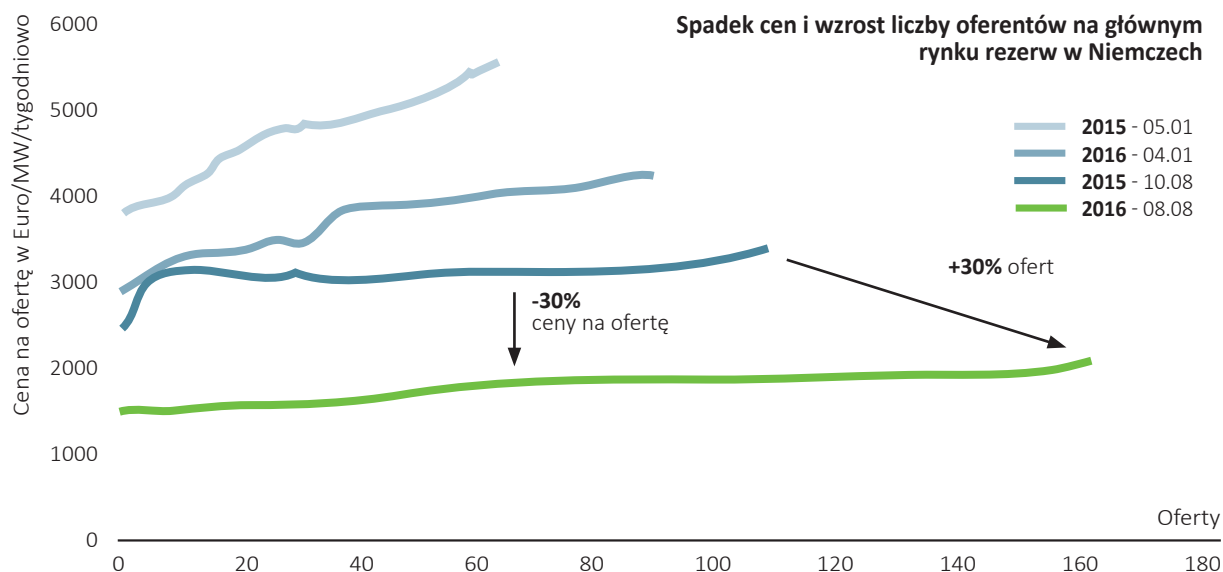
Ceny na rynku rezerwy głównej spadły jeszcze bardziej w ostatnim roku. Było to spowodowane głównie wysoką podażą akumulatorów na rynku rezerwy głównej (patrz Rysunek 10). Akumulatory elektryczne bardzo dobrze nadają się do dostawy na rynku rezerwy głównej z uwagi na szybki czas reakcji i duży gradient mocy. Przy spadających cenach akumulatorów (Rysunek 11), będą one stanowić w przyszłości jeszcze większą konkurencję dla klasycznych głównych dostawców rezerw. Dostawcami klasycznymi są elektrownie konwencjonalne, ale charakterystyka częstotliwości prowadzi do straty wydajności i/lub żywotności. W Niemczech wielkość rynku rezerw głównych jest ograniczona do 600 MW i nie oczekuje się znacznego zwiększenia w kolejnych latach. Wraz ze wzrostem wymogów wielkości rynku lub czasu aktywacji, jak w przypadku niższej dostępności sił bezwładnościowych, magazyny energii będą się bardzo dobrze sprawdzać w spełnianiu tych wymagań (Prof. Rehtanz, et al., 2014; Prof. Sterner, et al., 2014).

Na rynkach rezerw wtórnych i trzeciorzędowych magazyny energii są mniej konkurencyjne w stosunku do innych technologii. Tylko użycie w puli z innymi technologiami może zapewnić rozwiązanie ekonomiczne w kolejnych latach. Agregatorzy, jak np. Next Kraftwerke, już teraz stosują tzw. wirtualne elektrownie³, aby uczestniczyć w równoważeniu rynku. Sumowanie zdolności wytwórczych umożliwia również wyższe udziały źródeł odnawialnych w zapewnianiu usług pomocniczych. Na późniejszym etapie mniejsi odbiorcy także będą sumowani i zapewniać będą usługi równoważenia poprzez zastosowanie inteligentnych mierników i urządzeń.

3. Wirtualne elektrownie: Jest to system, który agreguje kilkanaście lub nawet kilkaset jednostek wytwórczych i może również obejmować jednostki prosumentów. W przeciwieństwie do konwencjonalnych elektrowni, wirtualne elektrownie składają się z wielu różnych, rozproszonych jednostek wytwórczych takich jak małe instalacje kogeneracyjne, turbin wiatrowych, ogniw fotowoltaicznych itp.

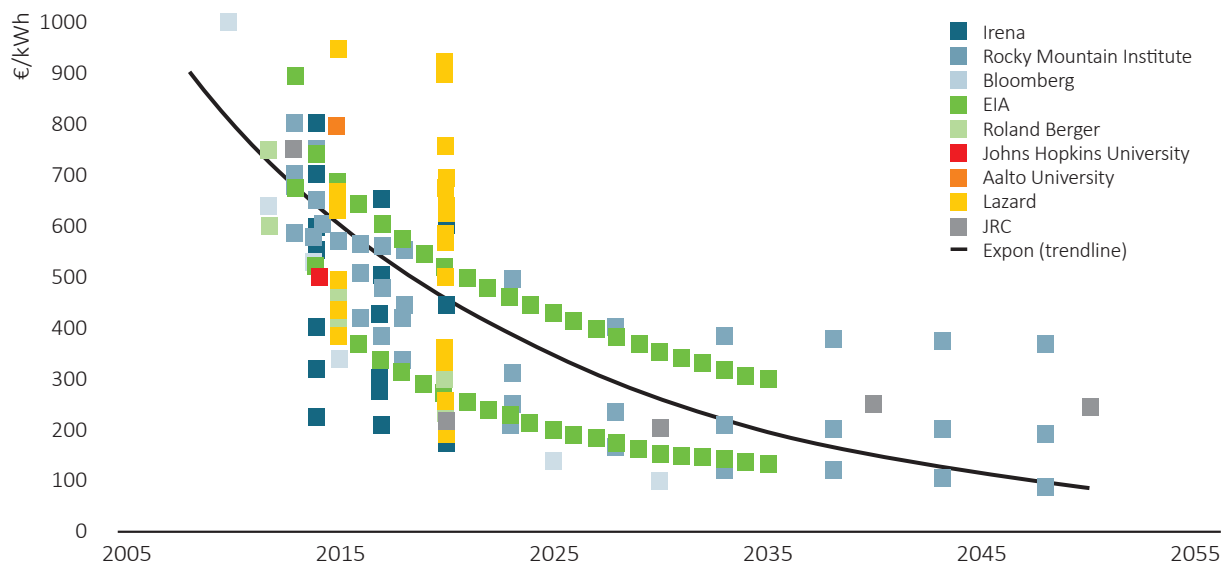
Rys. 10

SPADEK CEN SPOWODOWANY DUŻĄ LICZBĄ AKUMULATORÓW NA RYNKU REZERW GŁÓWNYCH
ŹRÓDŁO: SAUER, 2016



Rys. 11

BIEŻĄCE, PRZESZŁE I PROGNOZOWANE KOSZTY SYSTEMU AKUMULATORÓW (PUNKTY DANYCH < 1000 €/KWH) DLA AKUMULATORÓW LITOWO-JONOWYCH
ŹRÓDŁO: IRENA, 2015; RMI, 2014; BLOOMBERG, 2016; EIA, 2012; ROLAND BERGER, 2012; CASTILLO & GAYME, 2014; JRC, 2014; LAZARD, 2015; ZAKERI & SYRI, 2015

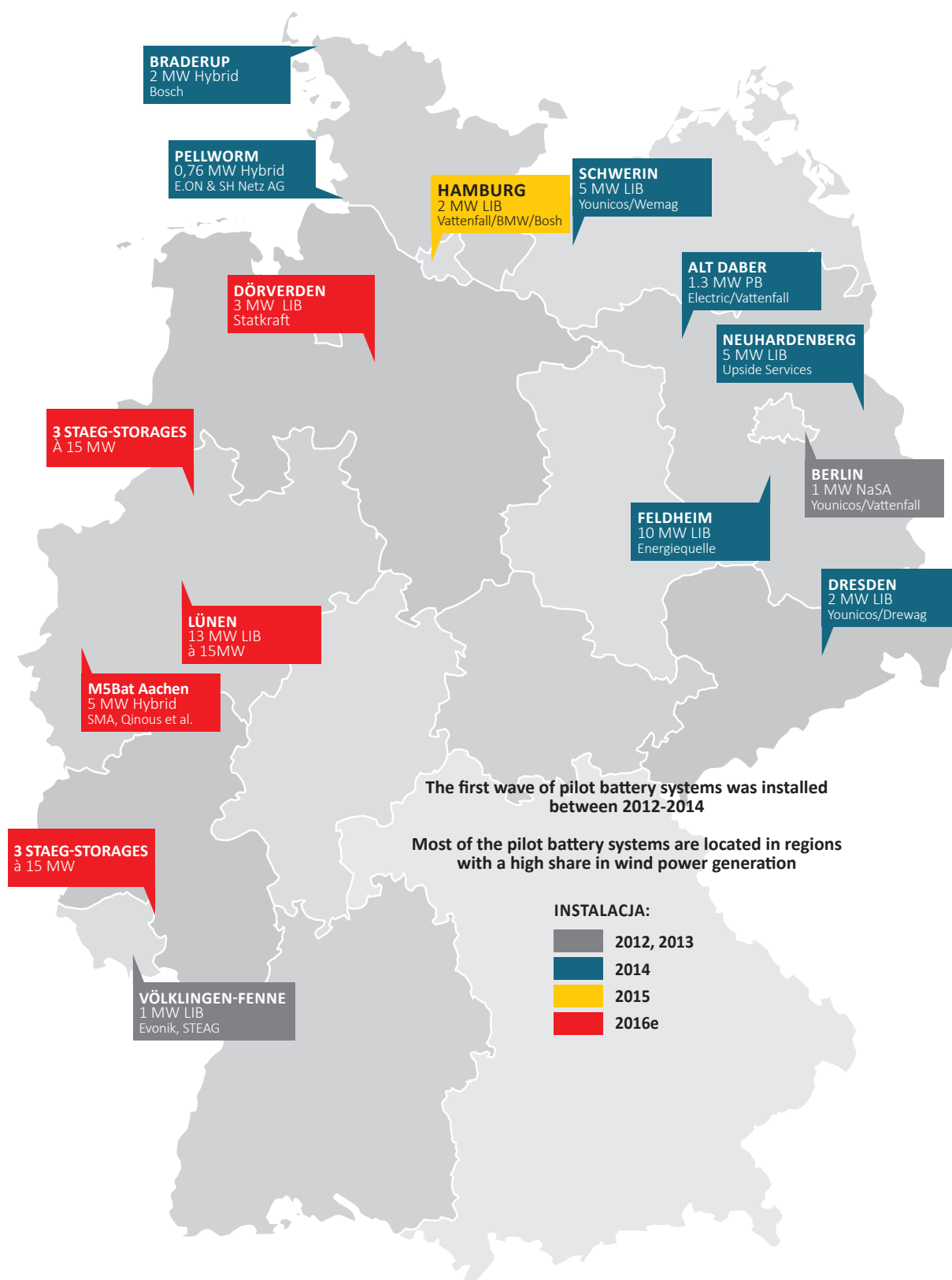


W Europie, Niemcy są najbardziej rozwiniętym rynkiem magazynów energii, szczególnie akumulatorów litowo-jonowych. Pierwsza fala pilotażowa magazynów energii na dużą skalę została wdrożona w latach 2012 i 2014. Większość z nich jest przeznaczona do uczestnictwa na rynku głównym i są zlokalizowane w regionach o wysokim udziale energii wiatrowej (bufof, 2017).

Rys. 12

PRZEGLĄD MAGAZYNÓW ENERGII W NIEMCZECH

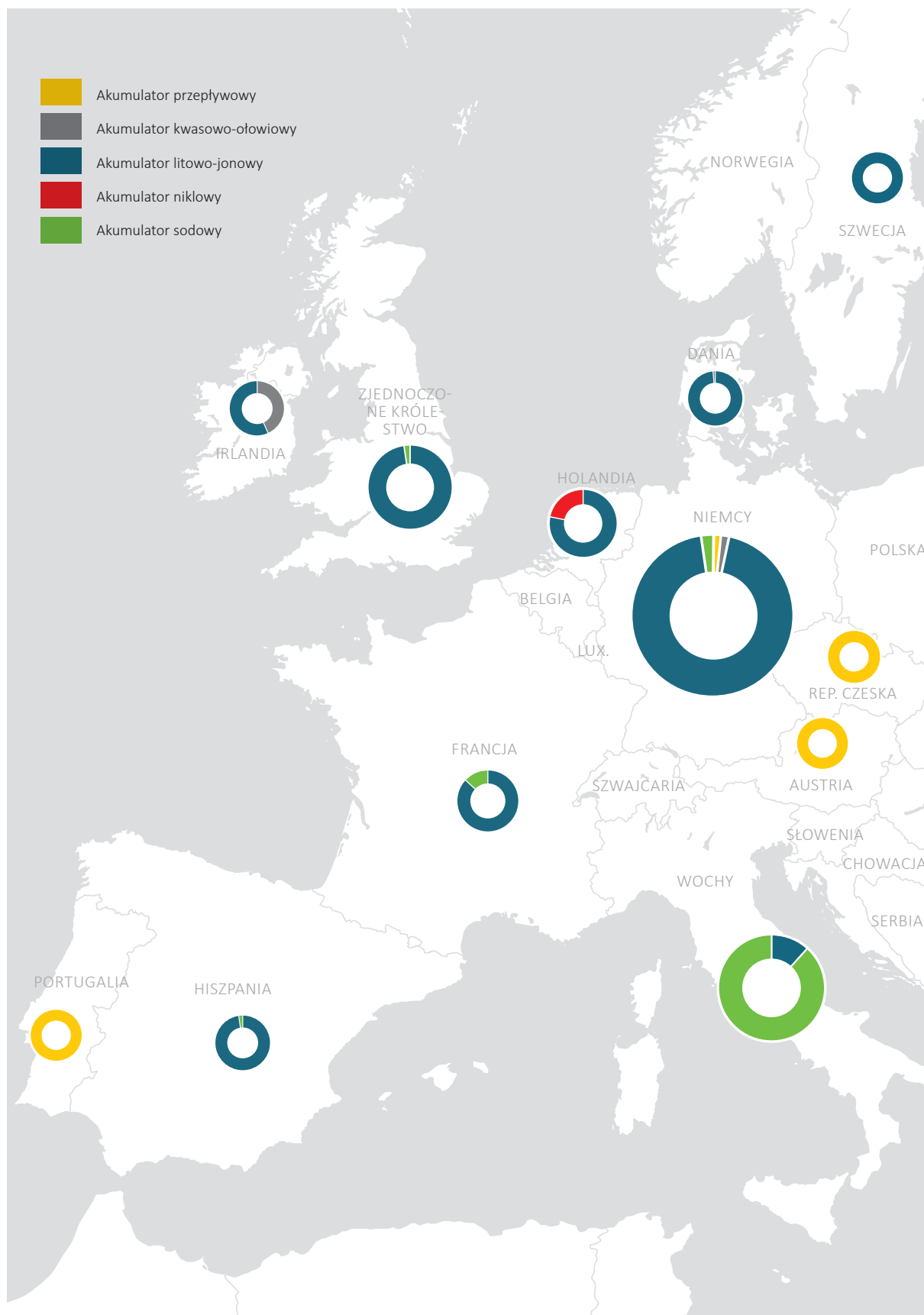
ŹRÓDŁO: DOE GLOBAL ENERGY STORAGE DATABASE, 2017; GTAI, 2015; BUROF, 2017



Rys. 13

ZAPOTRZEBOWANIE NA TECHNOLOGIĘ AKUMULATORÓW W EUROPIE

ŹRÓDŁO: DOE, 2016

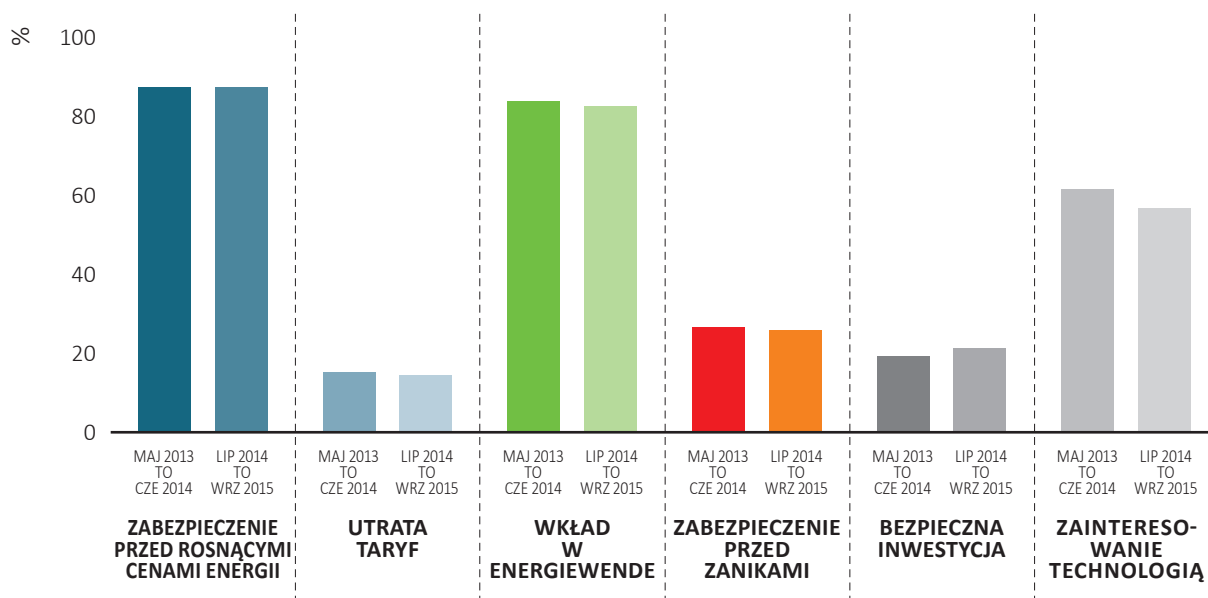


W Wielkiej Brytanii charakterystyka częstotliwościowa jest także głównym rynkiem dla gromadzenia energii w akumulatorach. W zeszłym roku National Grid otworzyła przetarg na 200 MW dla Enhanced Frequency Reponse (EFR), nową usługę celującą w opracowanie technologii zapewnienia charakterystyki częstotliwości w 1 sekundę lub mniej. Przetarg był zdominowany przez akumulatory litowo-jonowe (National Grid 2017). Oprócz rynku równoważenia energii istnieją dwa inne zastosowania dla akumulatorów, które są szczególnie interesujące w Niemczech:

- akumulator na własny użytek w połączeniu z ogniwami fotowoltaicznymi dla konsumentów indywidualnych,
- magazynowanie energii dla firm i przemysłu (np. system wsparcia w Północnej Nadrenii Westfalii dla akumulatorów o profilu obciążenia).

Rys. 14

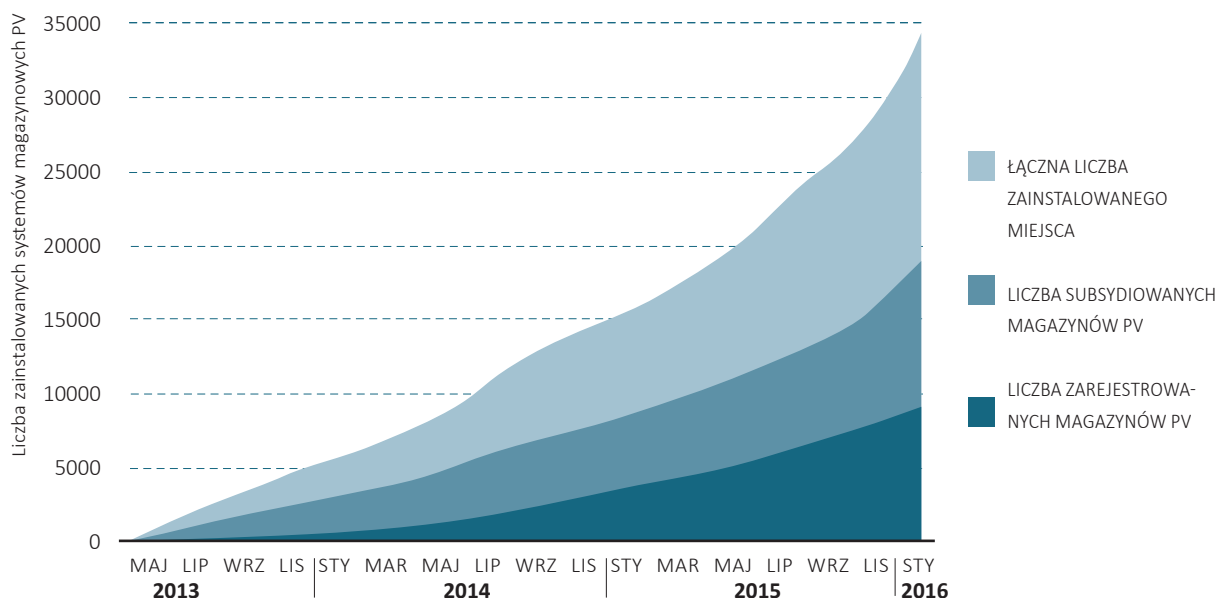
MOTYWACJA DLA INWESTYCJI W SYSTEMY AKUMULATORÓW FOTOWOLTAICZNYCH
ŹRÓDŁO: ISEA, 2016



Panel fotowoltaiczny w połączeniu z akumulatorem umożliwia zwiększenie udziału do własnego użytku. Gdy taryfy gwarantowane spadną poniżej detalicznych stawek energii lub wygasną, to połączenie stanie się szczególnie interesujące z perspektywy kosztów energii. W ostatnich latach głównym napędem własnego użytku (z systemami akumulatorów fotowoltaicznych) było „zabezpieczenie się przed rosnącymi kosztami elektryczności” i przyczynienie się do niskoemisyjnej transformacji energetycznej (Rysunek 14). Niemniej jednak, po wyeliminowaniu taryf gwarantowanych („EEG-Umlage”), atrakcyjność ekonomiczna akumulatorów wraz z instalacjami fotowoltaicznymi będzie nadal rosnąć.

Wzrost w zainstalowanej mocy rozwiązań akumulatorów fotowoltaicznych wraz z instalacjami fotowoltaicznymi w Niemczech był w ostatnich latach znaczący (Rys. 15). Zainstalowana moc zwiększyła się pięciokrotnie od końca 2013 do końca 2015 r.

Rys. 15 | **ŁĄCZNA ZAINSTALOWANA MOC SYSTEMÓW AKUMULATORÓW FOTOWOLTAICZNYCH**
ŹRÓDŁO: ISEA, 2016



Istnieje pewne ryzyko, które może utrudnić szerokie wdrożenie i opłacalność akumulatorów w systemach energetycznych (Ecofys et. Al. 2015):

- potencjalne wąskie gardła zasilania z uwagi na duże zapotrzebowanie (np. e-mobilność);
- ryzyko polityczne z uwagi na największy udział produkcji ogniw znajdujących się poza Europą;
- wyzwania prawne (niejednolite standardy, niepewność w odniesieniu do przyszłych regulacji, podwójne opodatkowanie dla produkcji i zużycia);
- publiczna akceptacja (bezpieczeństwo systemu, bezpieczeństwo danych);
- wyzwania techniczne (wysoki koszt systemu i krótka żywotność akumulatorów, małe doświadczenie z integracją sieci);
- ryzyka związane z rynkiem (wymagane zmiany rynku).

1.5 Przyszła rola OSD

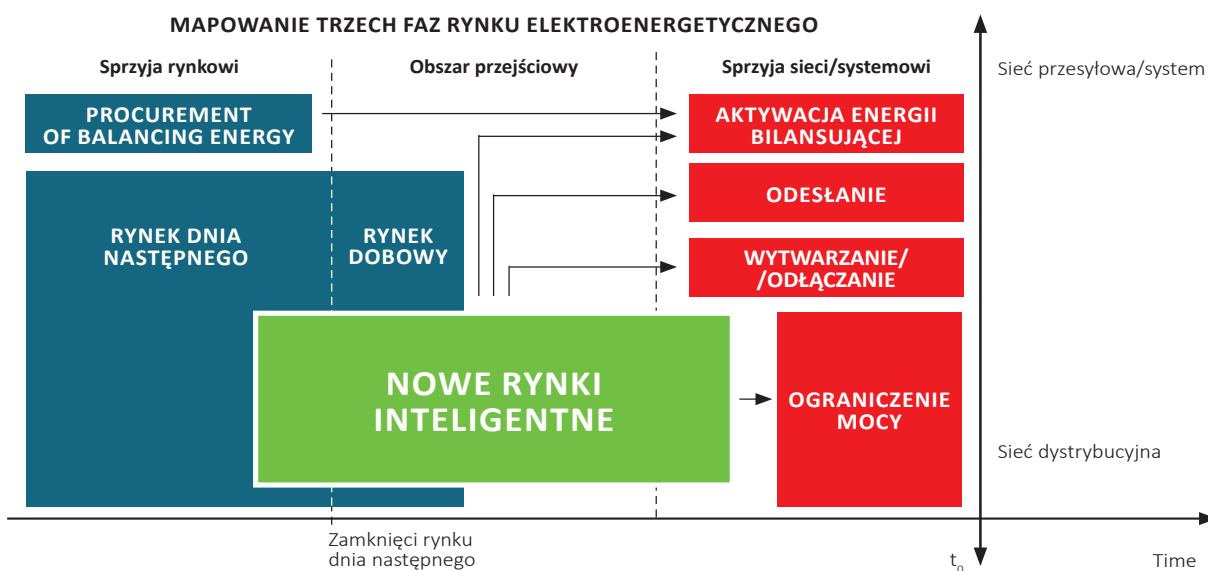
Jak wspomniano wcześniej, OSD odgrywa coraz większą rolę w zarządzaniu siecią i staje przed kilkoma wyzwaniami:

- bardziej elastyczne zapotrzebowanie: prosumenci, akumulatory, e-mobilność, pompy ciepła, itp.;
- bardziej zmienne zasilanie: ogniwa fotowoltaiczne i energia wiatrowa;
- wyższa interakcja graczy na rynku: sieci wirtualne, agregatorzy itp.;
- większe gradienty na żądanie i po stronie zasilania (jednoczesna aktywacja);

- zwiększone wymagania w stosunku do transparentności i elastyczności sieci dystrybucyjnej (inteligentne sieci i liczniki).

Tymi wyzwaniami można zarządzać przez wdrożenie Inteligentnego Rynku. Taki rynek umożliwia elastyczne działanie systemu energii elektrycznej i przyczynia się do zoptymalizowania wykorzystania sieci przez dostępność i wykorzystanie informacji i opcji koordynowania (Neuhoff, 2011). Koordynuje się rynek i sieci i tworzy wynik rynkowy poprzez wzięcie pod uwagę obu tych czynników.

Rys. 16 | **ZILUSTROWANE MAPOWANIE MECHANIZMÓW NIEMIECKIEGO RYNKU ENERGETYCZNEGO**
ŹRÓDŁO: ECOFYS



Rysunek 16 przedstawia i kategoryzuje różne instrumenty rynku energetycznego. W strefie zielonej znaczący jest komponent przestrzenny. Możliwe jest przypisanie do tej strefy rynku spotowego na giełdzie energii i zakup rezerwy roboczej.

Strefa czerwona jest zlokalizowana tuż przed dostawą, przy czym operatorzy systemu mogą aktywować wspomniane środki, aby zagwarantować stabilną pracę systemu. Obie strefy się przeplata-

ją, ponieważ gracze rynkowi mogą dokonywać dostosowań na rynku dobowego, które służą równoważeniu systemu energetycznego lub sieci (np. zakupy przeciwne). Jest to tylko uproszczona ilustracja i nie zawiera niektórych szczegółów. Przykładowo należy pamiętać, że ograniczenia (n-1) mogą wdrażać i realizować OSP i OSD.

Część II:
Projektowanie systemu
energoelektrycznego:
Założenia w Polsce

27

Autor: dr Christian Schnell (Instytut Jagielloński)

2.1 Wprowadzenie

W wyniku zobowiązań na poziomie UE do 2020 roku Polska w ostatnich latach rozpoczęła szybką rozbudowę energetyki wiatrowej - przy marginalnych kosztach eksploatacyjnych. Inwestycje prywatne w elektroenergetyce skupiły się głównie na obszarach korzystających z pomocy publicznej. Polski rząd zdecydował kilka lat temu o sposobie uniknięcia przerwanych dostaw po wyłączeniu z eksploatacji starych elektrowni węglowych i 'wymusił' na państwowych jednostkach zainwestowanie w nowe elektrownie węglowe o łącznej mocy 4,2 GW (EWK Opole, EWK Kozienice, EWK Jaworzno, EWB Turów). Jednak im więcej energetyki wiatrowej w systemie, tym niższa cena hurtowa z elektrowni węglowych – niezależnie od tego, czy energia pochodzi z polskich farm wiatrowych z mocą ok. 5,8 GW, czy ta energia jest importowana z krajów ościennych w tym głównie z Niemiec i z Szwecji. Polski rząd zdecydował zatem w 2014 r. o zastosowaniu różnych „opłat za moc” w celu złagodzenia skutków ekonomicznych energetyki wiatrowej. Pomoc publiczna za pomocą opłat za moc wymaga jednak uprzedniej notyfikacji w Komisji UE.

Polski rząd w połowie 2016 roku praktycznie ograniczył dalszą rozbudowę farm wiatrowych przez tak zwaną ustawę odległościową, która wdrożyła zasadę, że minimalna odległość dla nowych projektów farm wiatrowych od obszarów mieszkalnych, lasów promocyjnych i obszarów chronionych wynosi 10-krotność wysokości całkowitej turbiny wiatrowej - zgodnie z odpowiednim planom przestrzennym. Wyłącza to w zasadzie większość konkurencyjnych projektów z wieżami przekraczających 100 metrów. Co więcej, farmy wiatrowe, które już uzyskały pozwolenie na budowę (ilość projektów wynosi powyżej 2 GW mocy) muszą uzyskać pozwolenia na użytkowanie do połowy 2019 roku, inaczej uzyskane już pozwolenia na budowę stracą ważność. Planuje się także, że wielkość wolumenu odpowiedniego kosza aukcyjnego – praktycznie ostatnia aukcja obejmująca powyższe gotowe do budowy projekty farm wiatrowych niespełniające nowych

zasad minimalnej odległości – planowana na koniec 2017/początek 2018 roku wystarczy tylko 120-150 MW zainstalowanej mocy.

Inne konkurencyjne instalacje OZE, jak np. fotowoltaika nie zostały jeszcze rozwinięte w odpowiedniej skali, mimo że polski operator systemu przesyłowego PSE zaleca inwestycje w 2-3 GW ogniw fotowoltaicznych, ponieważ w lecie na większości obszarów Polski brakuje wody m.in. do chłodzenia elektrowni węglowych. Poniżej przedstawiamy w pierwszej kolejności przegląd aktualnego otoczenia rynkowego polskich (częściowo państwowych) koncernów energetycznych, które posiadają nie tylko ok. 80% mocy zainstalowanej, ale także w przeważającym udziale zarządzają sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi.

Po drugie należy zauważyć, że polski system energetyczny jest nadal na początku transformacji i wymaga nowoczesnych linii dostarczających energię ze źródeł odnawialnych do klientów. Przez ostatnich kilka lat operatorzy sieci dystrybucji powzięli wiele starań modernizacji sieci dystrybucyjnej, ale sieci przesyłowe nadal czekają na modernizację i rozbudowę. Tak jak w wielu innych krajach członkowskich UE rozbudowa sieci przesyłowych spotyka się z lokalnymi protestami znacznie opóźniającymi rozbudowę sieci. Zmodernizowana infrastruktura sieci jest istotna dla wprowadzenia w dużej skali inteligentnych liczników i motywacji klientów do zarządzania reagowania na popyt. Przeprojektowane rynki powinny częściej dostosowywać ceny, aby odzwierciedlały zmiany pogody. Tak więc rynki dobowe powinny zostać wzmocnione, aby edukować konsumentów o odpowiednim zachowaniu i konsumować energię wówczas, gdy jest tania lub płacić wyższą taryfę za energię gwarantowaną. W czasach skrajnego niedoboru możliwe jest uruchomienie wysokiej ceny, aby zapobiegać przerwom w dostawach. Rynki powinny nagradzać tych, którzy są skłonni pobierać mniej energii dla zrównoważenia sieci, tak jak nagradzają tych, którzy generują jej więcej. Rachunki mogą być skonstruowane tak, aby były wyższe lub niższe, w zależności od tego, jak bardzo konsument wymaga ciągłej gwarantowanej mocy.

2.2 Otoczenie rynkowe dla polskich koncernów energetycznych

Z uwagi na miks energetyczny i historyczną rozbudowę źródeł wytwarzania, polski sektor energetyczny jest unikalny na obszarze Europy Środkowej a jego przejście w kierunku niskoemisyjnej ekonomii znacząco różni się od innych krajów ościennych.

Zainstalowana wydajność i wymagania obciążeniowe

Obecna flota elektrowni charakteryzuje się dużym udziałem paliw kopalnych, głównie węgla kamiennego i brunatnego. Zasoby energii odnawialnej przedstawiają obecnie tylko mniejszy procent zainstalowanej mocy. Lądowe instalacje

wiatrowe stanowią mniej niż 6 GW a ogniwa fotowoltaiczne mniej niż 200 MW mocy zainstalowanej. Łączna zainstalowana moc generacyjna netto wynosi 42 GW, jednak centralnie zarządzana jedynie 25 GW energii termalnej na cele równoważenia rynku przez polskie OSP- tak zwane Jednostki Wytwórczy Centralnie Dysponowane 'JWCD'.

Rys. 17

MOC ZAINSTALOWANA 2013 -2015 W MW, WLICZAJĄC ZARZĄDZANE CENTRALNIE JEDNOSTKI JWCD
ŹRÓDŁO: URE

	31.12.2013 r.	31.12.2014 r.	31.12.2015 r.
Ogółem	38 406	38 121	40 445
Elektrownie zawodowe	32 341	31 631	31 927
Elektrownie zawodowe wodne	2 221	2 369	2 290
Elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	30 120	29 262	29 637
na węglu kamiennym	19 812	18 995	19 348
na węglu brunatnym	9 374	9 268	9 290
gazowe	934	999	999
Elektrownie wiatrowe i inn odnawialne	3 504	3 877	5 687
Elektrownie przemysłowe	2 561	2 613	2 831
JWCD	25 094	24 663	24 782
nJWCD	13 312	13 458	15 664

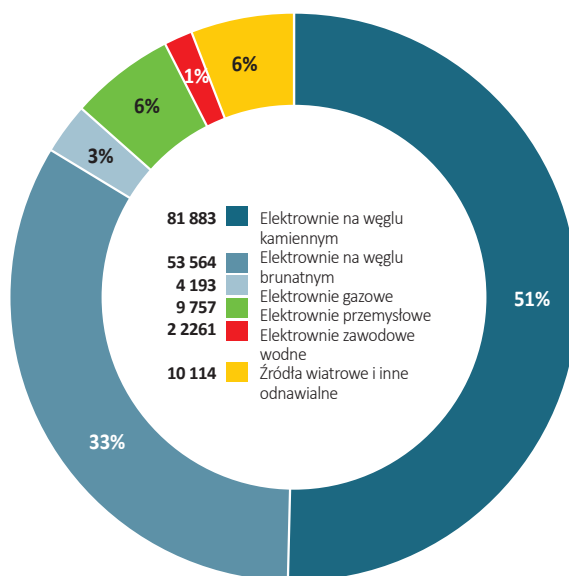
Udział 84% polskiej produkcji energii elektrycznej opiera się na elektrowniach węgla kamiennego i brunatnego. Dodatkowo 6% produkcji energii pochodzi z przemysłowych elektrowni, które także są w głównej mierze opalane węglem, co daje łącznie ok. 90% produkcji energii elektrycznej- ze średnią emisyjnością ok. 920 kg CO₂/MWh. Część tej produkcji opiera się na opalaniu biomasą stałą, co stanowi niemal 6% produkcji. Przy udziale 3% elektrownie gazowe nie odgrywają znaczącej roli i zastępuje się je ogólnie elektrowniami węglowymi, by sprostać popytowi. Jednak w ostatnich latach w Polsce odnotowano szybki rozwój energii wiatrowej, podwajający się w ostatnich trzech latach. Aktualnie lądowe farmy wiatrowe zapewniają maksymalnie 30% polskiego zużycia energii w wietrzne dni z niskim zużyciem (np. Boże Narodzenie).

Wymagane obciążenie w 2015 wahało się w granicach od 20,5 GW w miesiącach letnich do 24,5 GW w grudniu, co w teorii mogłyby pokryć zarządzane centralnie jednostki wytwórczy.

Wymagane obciążenie w 2015 wahało się w granicach od 20,5 GW w miesiącach letnich do 24,5 GW w grudniu, co w teorii mogłyby pokryć zarządzane centralnie jednostki wytwórczy. Rezerwy mocy są znacznie wyższe w miesiącach zimowych. W miesiącach letnich planowane prace konserwacyjne i modernizacyjne elektrowni pokrywają do 5,4 GW ich mocy, co doprowadziło do przerwy w zasilaniu w 2015 roku w lipcu i sierpniu. Z tego powodu PSE w 2016 r. zdecydowały się przesunąć te prace na maj, czerwiec i wrzesień. Ponadto, nieplanowane prace konserwacyjne pokrywają do 2 GW mocy. Około 8,4 GW mocy stanowią źródła energii niezarządzane centralnie, takie jak jednostki poniżej 50 MW zainstalowanej mocy i nieplanowalne jednostki, jak np. farmy wiatrowe.

Rys. 18

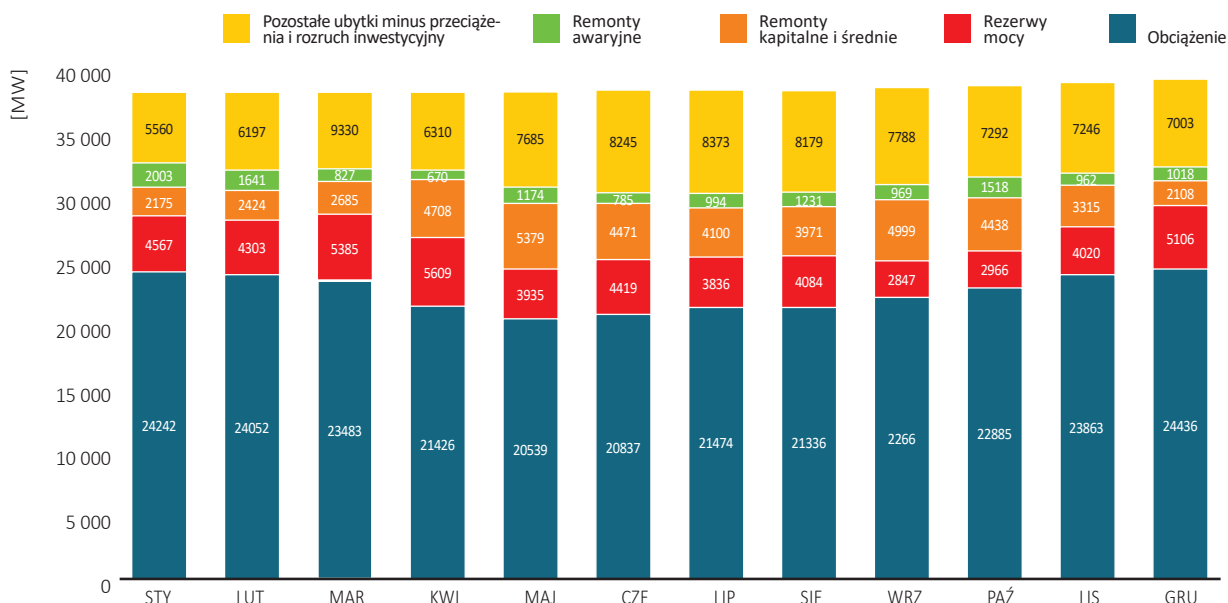
PRODUKCJA ENERGII W 2015 WEDŁUG ŹRÓDEŁ
ŹRÓDŁO: 2015 POWER PRODUCTION BY SOURCES



Rys. 19

MIESIĘCZNY TREND DOSTĘPNOŚCI MOCY ZAINSTALOWANEJ W 2015 ROKU

ŹRÓDŁO: PSE



Dane historyczne wskazują na potrzebę dalszego rozwoju dostępnej mocy. Ogólnie rzecz ujmując, obciążenie szczytowe powoli wzrasta, natomiast zapotrzebowanie na moc rezerwową powoli spada – głównie z powodu poprawy zarządzania popytem dużych odbiorców przemysłowych. Planowane prace konserwacyjne i modernizacyjne elektrowni uległy znacznemu zwiększeniu – z uwa-

gi na wiek floty – a w konsekwencji zwiększyły się także nieplanowane prace konserwacyjne. Wydajność źródeł energii niezarządzanych centralnie także znacząco wzrosła – głównie z powodu zwiększenia wydajności farm wiatrowych. Farmy wiatrowe nie są (jeszcze) centralnie zarządzane przez PSE w celu zrównoważenia krajowej sieci energetycznej – również nie na rynku pierwotnym.

31

Rys. 20

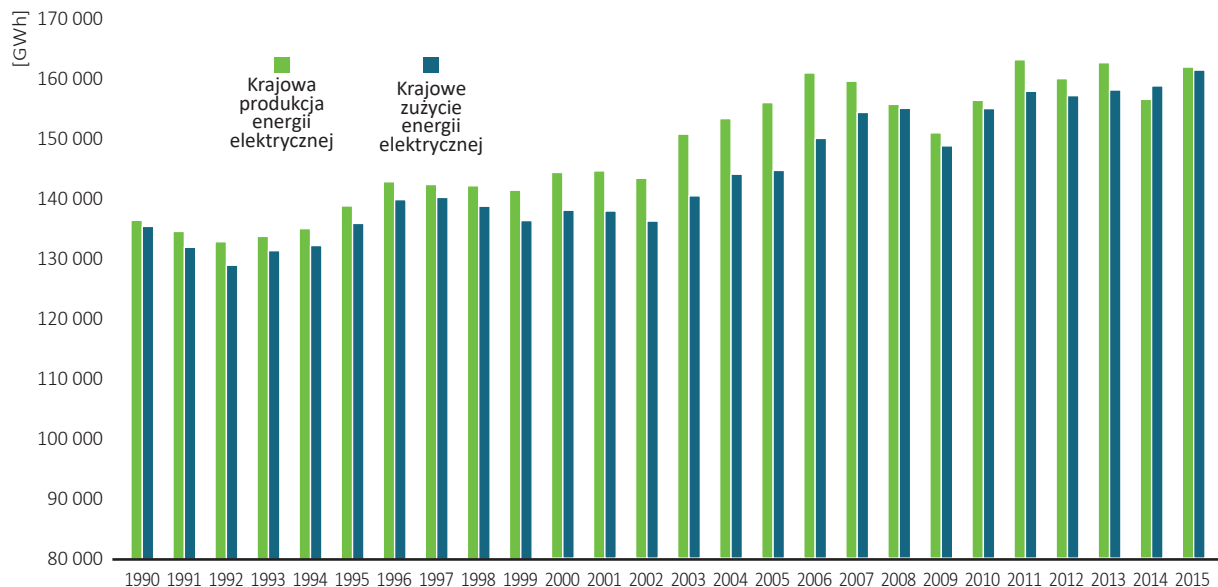
ROZWÓJ DOSTĘPNEJ ZAINSTALOWANEJ MOCY 2006 - 2015

ŹRÓDŁO: PSE

WYSZCZEGÓLNIENIE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Moc osiągalna	34 623	35 232	34 830	35 075	35 538	36 276	37 264	37 749	38 216	38 891
Obciążenie	21 916	22 371	21 453	21 371	21 618	22 356	22 349	22 587	21 937	22 541
Rezerwy mocy	5 197	4 815	4 376	5 496	4 508	4 308	4 349	4 064	4 446	4 241
Remonty kapitalne										
i średnie	2 690	3 225	3 022	2 930	3 166	3 631	3 563	3 321	3 697	3 760
Remonty awaryjne	780	1 081	1 130	912	1 443	980	954	1 114	1 163	1 138
Pozostałe ubytki minus przeciążenia i rozruch inwestycyjny	4 038	3 741	4 849	4 367	4 802	5 001	6 048	6 663	6 972	7 211

Zużycie energii w Polsce w ostatnich dekadach stale rośnie, poza spadkiem w roku 2009 spowodowanym kryzysem finansowym.

Rys. 21 | **WZROST ZUŻYCIA ENERGII W LATACH 1990 - 2015**
ŹRÓDŁO: PSE

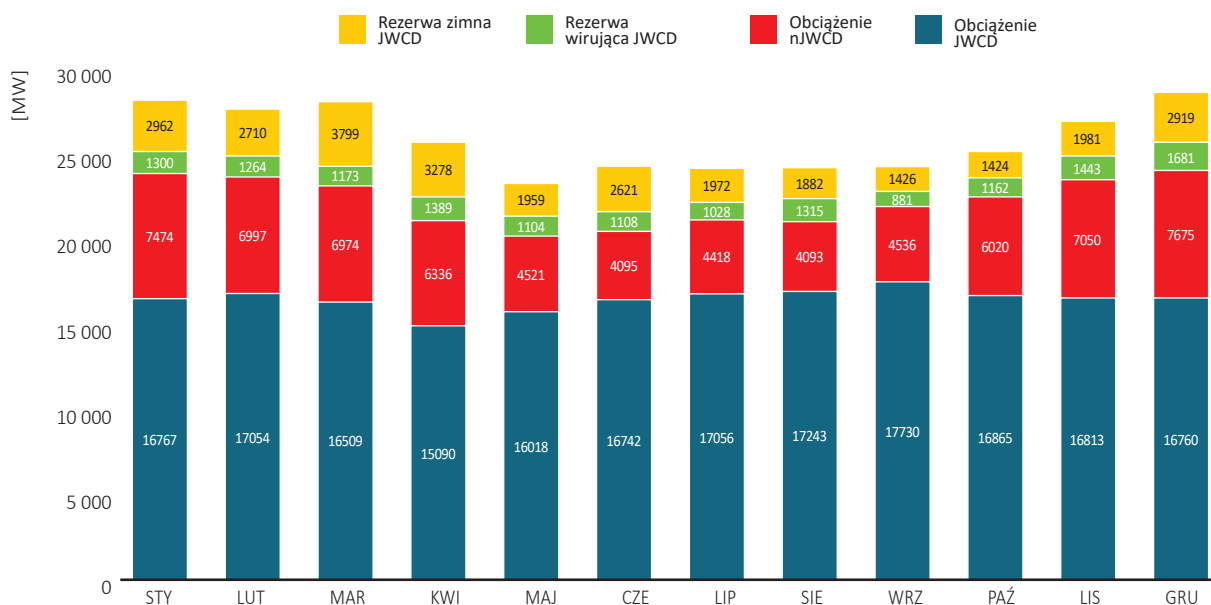


Poniższy schemat przedstawia sposób wykorzystania zainstalowanej mocy w celu pokrycia zużycia. Centralnie zarządzane jednostki dostarczają pomiędzy 15 a 18 GW zużycia, jednak w miesiącach letnich ich produkcja jest wyższa, niż w miesiącach zimowych. Natomiast niezarządzane centralnie jednostki, np. farmy wiatrowe, ale również jednostki kogeneracyjne posiadają priorytetowy dostęp do sieci. Rezerwy rotacyjne stanowią od 0,9 do 1,7 GW i są wyższe w miesiącach zimowych – jednostki te są głównie elektrowniami węglowymi. Tak zwane „zimne rezerwy,” (np. wymagające zimnego rozruchu elektrowni węglowych, co zajmuje zazwyczaj kilka dni lub nawet tygodnie), z wydajnością pomiędzy 1,4 a 3,8 GW przedstawiają podobny profil technologiczny. Oba rodzaje rezerwy mocy są elementami rynku mocy, jednakże Komisja UE kwestionuje mechanizm zimnej rezerwy z uwagi na brak elastyczności w przypadku niedoboru mocy. Z uwagi na wpływ zmian klimatycznych, tj. gorętsze lata oczekuje się, że w nadchodzących latach szczyt letni będzie niemal zbieżny ze szczytem zimowym wynoszącym obecnie 25 GW.

Rys. 22

MIESIĘCZNY TREND WYKORZYSTANEJ MOCY ZAINSTALOWANEJ W 2015 ROKU

ŹRÓDŁO: PSE



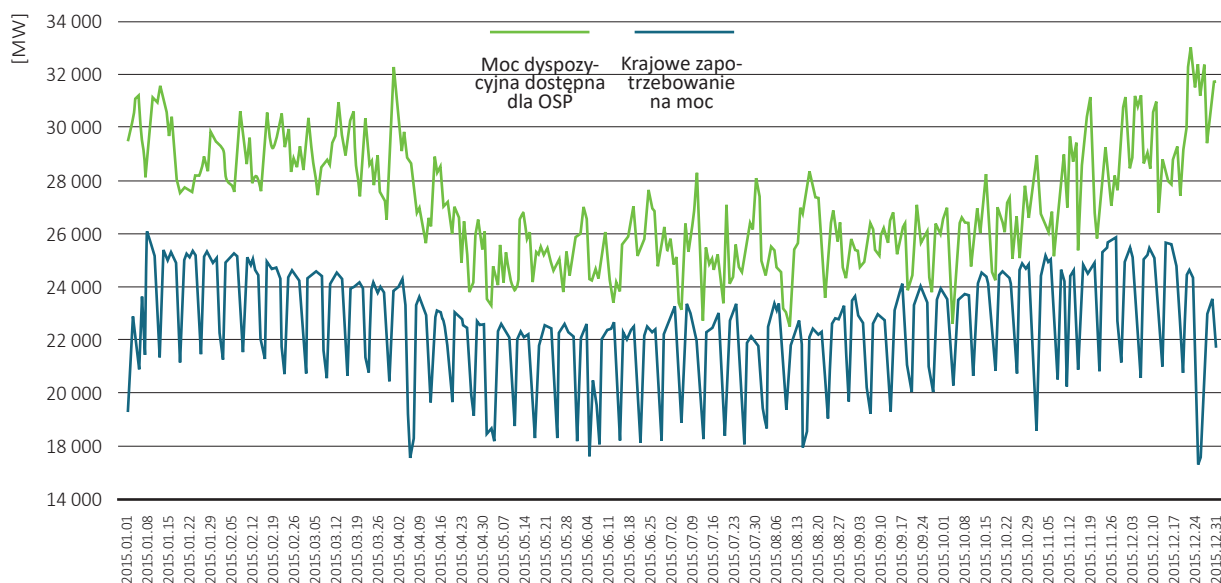
Poniższy schemat zawiera przegląd dostępnej mocy i zużycia w 2015 roku. Nadzwyczaj niskie są rezerwy w miesiącach letnich. Przedstawia także, że wspomniane powyżej zimne rezerwy są generalnie niewykorzystywane z uwagi na ich czas reakcji oraz istniejącą moc zainstalowaną, wliczając rezerwy rotacyjne, które są wystarczające dla pokrycia zapotrzebowania. Zatem tak zwany mechanizm zimnej rezerwy został określony przez Komisję UE jako nieskuteczna pomoc publiczna.

33

Rys. 23

DOSTĘPNA MOC I WYKORZYSTANIE W 2015 ROKU

ŹRÓDŁO: PSE



Rozwój konwencjonalnej mocy termicznej do roku 2025

Zgodnie z planami koncernów energetycznych można założyć wzrost nowej konwencjonalnej mocy termicznej w okresie od 2014 do 2025 roku o 7 GW poprzez budowy:

- elektrowni gazowych o mocy do 2,5 GW (część inwestycji jest na razie zatrzymana z powodu braku opłacalności,);
- elektrowni opalanych węglem brunatnym o mocy 0,5 GW; i
- elektrowni opalanych węglem kamiennym o mocy 4 GW - nie uwzględniając planowanej elektrowni Ostrołęka o mocy 1 GW.

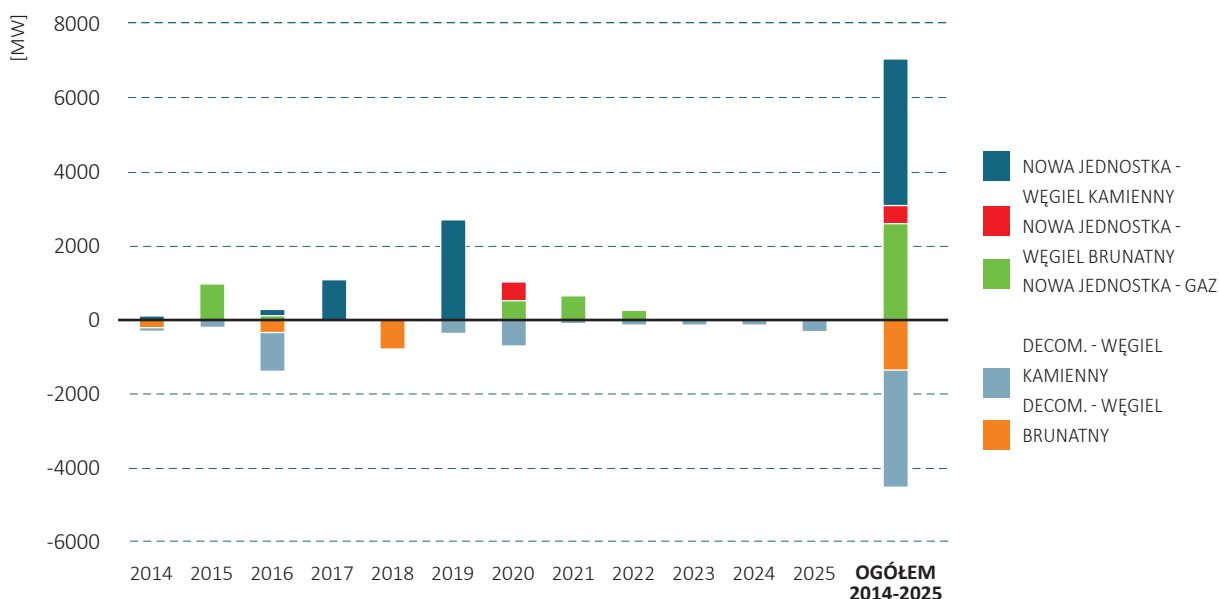
Decyzje polityczne dotyczące budowy tych elektrowni zostały podjęte przez poprzedni rząd i były argumentowane bezpieczeństwem energetycznym. Aktualnie organizowany jest kolejny przetarg na mało elastyczną elektrownię węgla kamiennego 1 GW w Ostrołęce (przez ENEA i ENERGA), jednakże prace nad modelem finansowym nie zostały jeszcze zakończone.

W tym samym czasie oczekuje się do 2025 roku wyłączenie elektrowni węglowych o mocy wynoszącej co najmniej 4,5 GW, co nie obejmuje równoległego wyłączenia instalacji kogeneracyjnych:

- 3 GW aktualnie istniejących mocy elektrowni węgla kamiennego i
- 1,4 GW aktualnie istniejących mocy elektrowni węgla brunatnego.

W sumie moc produkcji elektrowni wzrośnie do roku 2025 o 2,5 GW. Poniższa tabela przedstawia rozkład znanych nowych jednostek i planowane wyłączenia elektrowni (zainstalowana moc) - bez kogeneracji.

Rys. 24 | **ROZWÓJ MOCY KONWENCJONALNEJ DO ROKU 2025**
ŹRÓDŁO: WYSOKIENAPIECIE.PL



Moce interkonektorów

Polski system energii elektrycznej był przez długi czas izolowany od innych krajów członkowskich UE, mimo że Polska teoretycznie posiada dużą ilość interkonektorów w porównaniu do krajów sąsiednich.

Rys. 25

INTERKONEKTORY
ŹRÓDŁO: PSE

POLAND	LOCATION	TECHNICAL LINE	REMARKS
GRANICA ZACHODNIA / NIEMCY	Krajnik – Vierraden	linia dwutorowa 400 kV AC	Przesuwnik fazowy zainstalowany i eksploatowany od 2016 roku
GRANICA ZACHODNIA / NIEMCY	Mikułowa – Hagenwerder	Dwie linie jednotorowe 400 kV AC	Przesuwnik fazowy zainstalowany i eksploatowany od 2016 roku
GRANICA PÓŁNOCNA / SZWECJA	Słupsk Wierzbicino – Stårnö	linia kablowa 400 kV DC	
GRANICA PÓŁNOCNA / LITWA	Ełk – Alytus	linia dwutorowa 400 kV AC	LitPol-Link działający od 12/2015, import ograniczony w godzinach nocnych
GRANICA WSCHODNIA / BIAŁORUŚ	Białystok – Roś	linia jednotorowa 220 kV AC	Nie działa, wymagane wysokie nakłady inwestycyjne
GRANICA WSCHODNIA / UKRAINA	Rzeszów – Chmielnicka	linia jednotorowa 750 kV AC	Nie działa, wymagane wysokie nakłady inwestycyjne
GRANICA WSCHODNIA / UKRAINA	Zamość – Dobrotwór	linia jednotorowa 220 kV AC	Wyłącznie zdolność importowa, wymagane wysokie nakłady inwestycyjne
GRANICA POŁUDNIOWA / REPUBLIKA CZESKA	Wielopole–Nošovice/ Dobrzeń –Albrechtice	linia dwutorowa 400 kV AC	
GRANICA POŁUDNIOWA / REPUBLIKA CZESKA	Kopanina/Bujaków – Liskovec	linia dwutorowa 220 kV AC	
GRANICA POŁUDNIOWA / SŁOWACJA	Krosno Iskrzynia – Lemešany	linia dwutorowa 400 kV AC	

Przez ostatnie pięć lat importowano energię elektryczną na bardzo niskim poziomie tj. 2%/3-4 TWh zużycia, głównie z powodu ograniczeń technicznych spowodowanych przepływami kołowymi w obszarze handlowym Phelix, np. pomiędzy Niemcami i Austrią głównie przez Polskę i Republikę Czeską.

Rys. 26

**ROZWÓJ HISTORYCZNY MOCY INTERKONEKTORÓW
W SĄSIADUJĄCYCH KRAJACH CZŁONKOWSKICH UE**

ŹRÓDŁO: EC 2. RAPORT DOT. STANU UNII ENERGETYCZNEJ

MOC INTERKONEKTORÓW		
	% ZAINSTALOWANEJ MOCY KRAJOWEJ [%] 2016	ZMIANA BEZWZGLĘDNA 2014-2016 [PP]
REPUBLIKA CZESKA	19%	2,0%
NIEMCY	7%	-3,0%
LITWA	23%	13,0%
POLSKA	4%	2,0%
SŁOWACJA	59%	-2,0%
SZWECJA	25%	-1,0%

Jednak, w 2015 r. saldo przepływów komercyjnych zamknęło się na poziomie bliskim zeru. Dane wskazują, że 14,8 TWh wysłano za granicę, gdy import wynosił 14,5 TWh. Każda z tych wielkości stanowi około 8% łącznego zapotrzebowania energetycznego.

Rys. 27

WYMIANA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W 2015 ROKU/RZECZYWISTA WEDŁUG KRAJÓW

ŹRÓDŁO: PSE

	IMPORT	ODDANIE	SALDO
BIAŁORUŚ	0,0	0,0	0,0
REPUBLIKA CZESKA	208,0	9 764,7	-9 556,7
LITWA	13,8	64,5	-50,7
NIEMCY	10 658,9	17,4	10,641,5
SŁOWACJA	0,1	4 925,8	-4 925,7
SZWECJA	3 511,7	20,2	3 491,5
UKRAINA	66,5	0,0	66,5
RAZEM	14 459,0	14 792 5	-333,5

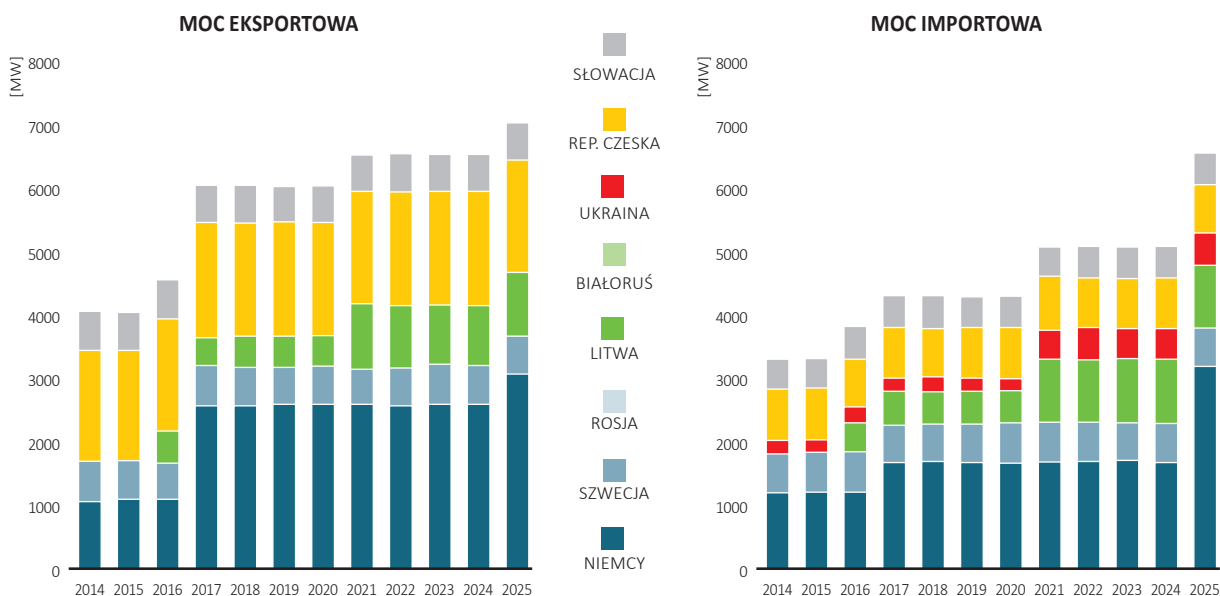
Z uwagi na instalacje przesuwników fazowych w węzłach Krajnik-Vierraden i Mikułowa – Hagenwerder, nowe połączenie LitPol-Link i planowany rozdział rynku pomiędzy Niemcami a Austrią (Austria jest importem netto 10 TWh mocy rocznie, głównie energii wiatrowej z Niemiec i energii nuklearnej z Republiki Czeskiej, co powoduje niskie rynkowe ceny hurtowe w Austrii), oczekuje się znacznego wzrostu możliwości importu do Polski z rynków sąsiadujących, w tym głównie z Niemiec i z Republiki Czeskiej.

Oczekuje się dalszego wzrostu mocy interkonektorów do roku 2025:

- zdolność importowa z krajów sąsiadujących z Polską zwiększa się do 6,6 GW mocy, co daje niemal 25% mocy jednostek wytwórców zarządzanych centralnie przez PSE (tzw. jednostki JWCD stanowiące około 25 GW mocy) – przy czym drugi konektor LitPolLink zaplanowane w 2021 r. jest przedmiotem dyskusji, ponieważ PSE zaproponował w zamian kabel morski pomiędzy Klaipėdą i Władysławo, co opóźnia zdolności wymiany energii pomiędzy Polską i Litwą; i
- zdolność eksportowa do krajów sąsiadujących zwiększy się do roku 2025 do 7,1 GW mocy.

Rys. 28

MOC IMPORTOWA I EKSPORTOWA NA OSI CZASU
ŹRÓDŁO: ENTSO-E, PSE



Sąsiednie rynki hurtowe

W konsekwencji niższe ceny hurtowe w krajach sąsiadujących mogą spowodować w Polsce znaczne zwiększenie importu energii elektrycznej i w konsekwencji spadek cen hurtowych. W 2015 r. średnia hurtowa cena energii elektrycznej wynosiła na TGE 37,8 euro za MWh, czyli poniżej średniej unijnej na rok 2015 wynoszącej 40,6 euro za MWh, ale znacznie wyższa niż podstawowa średnia cena rynkowa w Szwecji- 22,1 euro, Niemczech- 31,7 euro, Republice Czeskiej- 32,4 i nawet na Słowacji- 33,6 euro za MWh. Do końca 2013 r. hurtowe ceny w Polsce były na poziomie porównywalnym do Niemiec, ale mechanizmy rynku mocy doprowadziły do relatywnie wysokiego poziomu cen hurtowych w stosunku do rynkach sąsiadujących.

Rys. 29

CENY HURTOWE W SĄSIADUJĄCYCH KRAJACH CZŁONKOWSKICH UE
ŹRÓDŁO: KE 2. RAPORT DOT. STANU UNII ENERGETYCZNEJ

38

CENY HURTOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ		
	[EUR/MWH] 2015	ZMIANA WZGLĘDNA 2013-2015 [PP]
REPUBLIKA CZESKA	34,4	-11,9%
NIEMCY	31,7	-16,3%
LITWA	41,8	-14,7%
POLSKA	37,8	2,2%
SŁOWACJA	33,6	-9,7%
SZWECJA	22,1	-44,0%

Jako że Polska posiada znacznie wyższe ceny hurtowe, niż główne kraje sąsiadujące, ale również emisyjność polskich elektrowni węglowych jest wyższa niż u sąsiadów, wzrost kosztów operacyjnych tych jednostek np. przez reformę systemu handlu certyfikatami ETS lub brak możliwości udzielenia pomocy publicznej za pomocą rynku mocy oznacza brak opłacalności istniejących i nowych jednostek węglowych dla polskich koncernów energetycznych.

Bezpieczeństwo energetyczne

Zgodnie z drugim raportem Unii Energetycznej Polska, dzięki swojemu kosztowi energetycznemu posiada większe bezpieczeństwo energetyczne, niż większość krajów członkowskich UE w regionie, tzn. że jest mniej zależna od importu jakichkolwiek nośników energii. Polska jest tylko w 28,6% zależna od importu energii, w porównaniu do Republiki Czeskiej z 30,4%, Szwecją z 32,1%, Słowacją z 60,9% i Niemcami z 61,6%- jednak bardziej zależna niż np. Rumunia z 17-procentowym udziałem import nośników energii (zmiana bezwzględna wynosiła minus 10,7% od 2005 do 2014 r.).

Rys. 30

UZALEŻNIENIE OD IMPORTU NOŚNIKÓW ENERGII
ŹRÓDŁO: KE 2. RAPORT DOT. STANU UNII ENERGETYCZNEJ

	IMPORT NETTO ZALEŻNOŚĆ [%]	
	IMPORT NETTO [% WEWNĘTRZNEGO ZUŻYCIA BRUTTO + ZBIORNIKI MIĘDZYNARODOWE]	ZMIANA BEZWZGLĘDNA 2005 - 2014 [PP]
REPUBLIKA CZESKA	30,4%	2,4%
NIEMCY	61,6%	1,2%
LITWA	77,9%	21,1%
POLSKA	28,6%	11,0%
SŁOWACJA	60,9%	-4,4%
SZWECJA	32,1%	-4,7%

Rynek mocy

Mechanizmy rynku mocy, tzn. dodatkowe wynagrodzenie za udostępnioną moc rezerwową, są ogólnie dopuszczalne. Polska wdrożyła dwa mechanizmy rynku mocy. Jednakże przyszłe wdrażanie mechanizmu rynku mocy wymaga dorocznej oceny na poziomie europejskim przez ENTSO-E tj. „ogólna przydatność systemu energii elektrycznej do zasilania bieżących i przewidywanych zapotrzebowan na elektryczność na dziesięć lat do przodu”. Ocena ta pozwoli ustalić przydatność propozycji krajowych dla wprowadzenia mechanizmu rynku mocy. Nawet po pokonaniu powyższej pierwszej przeszkody, należy skonsultować się z połączonymi krajami członkowskimi i należy rozważyć najpierw inne podejścia zabezpieczenia dostawy, jak np. import za pomocą interkonektorów i korzystanie z magazynów energii. Ponadto, mechanizmy rynku mocy muszą być otwarte na dostawców z połączonych krajów członkowskich – chyba że przyjmują formę rezerw strategicznych, jak np. wdrażany w Polsce mechanizm ‘zimnej rezerwy’. Ale mechanizm rezerwy strategicznej nie może spowodować jakichkolwiek nowych inwestycji. Zgodnie z projektem rozporządzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej organy krajowe nie mogą zabraniać wytwórcom zlokalizowanym w regionie uczestnictwa w przetargach na mechanizmy rynku mocy. Ci wytwórcy uczestniczący jednocześnie w kilku mechanizmach rynku mocy “muszą podlegać dwóm lub większej liczbie kar w przypadku równoległego niedoboru w dwóch lub większej liczbie stref cenowych, w których dostawca mocy jest zakontraktowany”.

Dodatkowo projekt powyższego rozporządzenia ustala górne limity emisji na poziomie 550 g CO₂/kWh dla istniejących elektrowni od 2026 roku, od których zależy podstawowa zdolność jednostki wytwórczej do uzyskania wsparcia mechanizmu rynku mocy. Nowe elektrownie tj. takie jednostki które uzyskały końcową decyzję inwestycyjną, np. finalizacja przetargu na prace budowlane po wejściu w życie poprawionego rozporządzenia, mogą startować w odpowiednich przetargach tylko wtedy, kiedy ich emisyjność nie przekracza powyższy górny limit emisji. Biorąc pod uwagę aktualny etap rozwoju projektów elektrowni węglowych w Polsce, w przypadku wymagania nowej oceny wpły-

wu środowiskowego, wszelkie nowe elektrownie węglowe nie będą się już kwalifikować do wsparcia mechanizmu rynku mocy – elektrownie węgla kamiennego BAT emitują ok 750 g CO₂/kWh. Taka regulacja skutkuje zakończeniem spalania węgla do celów energetycznych, co jednak nie wyklucza np. wytwarzanie energii elektrycznej gazowaniem węgla pod ziemią (ta technologia jest na razie bardzo droga i technicznie mało rozwinięta) lub wytwarzaniem ciepła pyłem węglowym (sprawdzona technologia, która powoduje emisyjność ok. 300 g CO₂/kWh ciepła) z małym udziałem produkcji energii elektrycznej w kogeneracji.

Zintegrowany Plan Krajowy w zakresie Energii i Klimatu

Projekt rozporządzenia nt. zarządzenia Unią Energetyczną są przepisami ramowymi mającymi za zadanie zapewnić wiarygodną podbudowę dla zobowiązań dotyczących transformacji energetycznej. Nadaje także przejaw prawny celom klimatyczno-energetycznym na szczeblu unijnym i celom klimatycznym do osiągnięcia do roku 2030, tj. (i) krajowy cel co najmniej 40% redukcji krajowej emisji gazów cieplarnianych całej gospodarki w porównaniu z rokiem 1990, (ii) europejski cel co najmniej 27% udziału zużywanej energii ze źródeł odnawialnych, (iii) krajowy cel co najmniej 27% (zwiększone do 30%) odnośnie do poprawy efektywności energetycznej w 2030 roku, podlega zmianom w 2020 r., oraz (iv) cel zdolności międzynarodowej wymiany energii elektrycznej na rok 2030 na minimalnym poziomie 15% krajowej mocy instalowanej. Zgodnie z uzgodnieniami Polska jest zobligowana do średniej redukcji emisji sektora energoelektrycznego do 500 g CO₂/kWh do roku 2030. Zgodnie z danymi Unii w 2000 emisje GHG wynosiły 710 g CO₂/kWh, w 2005 - 690 g CO₂/kWh, w 2010- 670 g CO₂/kWh oraz w 2015- 650 g CO₂/kWh (dane wydają się wątpliwe, ponieważ 88% produkcji energii elektrycznej jest w Polsce opartej o węgiel kamienny i brunatny z średnią emisyjnością ok. 920 g CO₂/kWh). Natomiast przewidywania średnia emisyjność na rok 2020 ma wynieść 590 g CO₂/kWh i na rok 2025 560 g CO₂/kWh. Tak więc redukcja średniej intensywności emisji produkcji energii elektrycznej powinna zostać zatem przyspieszona, natomiast rząd znacznie ogranicza dalszy rozwój energii odnawialnej.

Co 10 lat, począwszy od 2019 roku każdy kraj członkowski musi przyjąć zintegrowany plan krajowy w zakresie energii i klimatu obejmujący okres

dziesięciu lat, licząc od okresu 2021-2030, z perspektywą dalszego obniżenia emisji gazów cieplarnianych do rok 2050 – ta perspektywa długoterminowa dyktuje obecną dyskusję nt rozwoju energetyki jądrowej. Plan polega na szczegółowym określeniu informacji wymaganych przez dane kraje członkowskie, np. krajowe cele i strategie, dodatkowe procedury i stosowane środki i ostatecznie projekcje emisji gazów cieplarnianych na następne 10 lat. Osiągnięcia muszą być raportowane do dwa lata, a aktualizacja wymagana jest co pięć lat.

Projekt planu musi być przedłożony Komisji do 1 stycznia 2018 roku, potem ma podlegać konsultacji w regionie a ostatecznie ma być notyfikowany do 1 stycznia 2019 roku. Tylko na tej podstawie tego planu notyfikacji mechanizmy rynku mocy wydaje się możliwa. Ministerstwo Energii jest w pełni świadomy tego wyzwania. Wygląda jednak na to, że w ramach prac legislacyjnych nad Pakietem Zimowym termin przedłożenia planu zostanie odroczony do 1 stycznia 2019 roku.

Udział rynku polskich (częściowo) państwowych jednostek

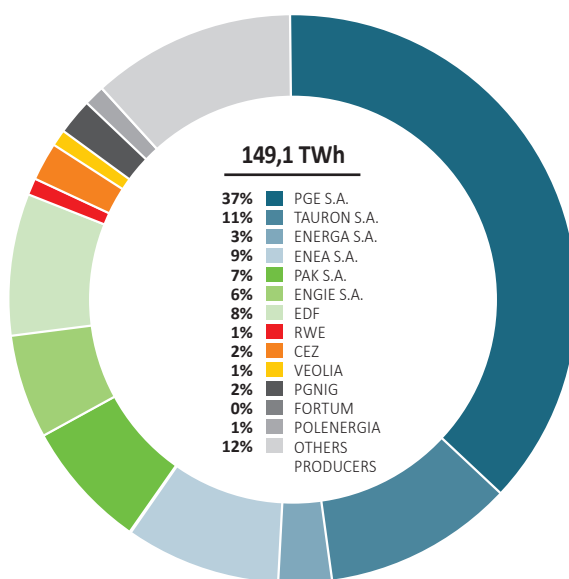
Polska wdrożyła w ostatnich 10 latach strategię utworzenia pięciu dużych, państwowych jednostek w sektorze energii elektrycznej i gazowym i stale przejmując aktywa zagranicznych (również państwowych) jednostek, które zostały wcześniej sprywatyzowane, np. zakup śląskiego operatora sieci dystrybucyjnej GZE w 2011 roku od Vattenfall przez Tauron lub przejęcie jednostek węglowych/na biomasę od ENGIE i EdF przez grupę polskich, państwowych koncernów energetycznych.

Pięć, częściowo państwowych jednostek PGE, TAURON, ENEA, ENERGA i PGNiG Termika (wszystkie firmy są notowane na Warszawskiej giełdzie) kontroluje aktualnie ok. 62% produkcji i po planowanym przejęciu jednostek od ENGIE i EdF będą kontrolować ok. 76% produkcji.

41

Rys. 31

UDZIAŁ JEDNOSTEK W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ
ŹRÓDŁO: URE



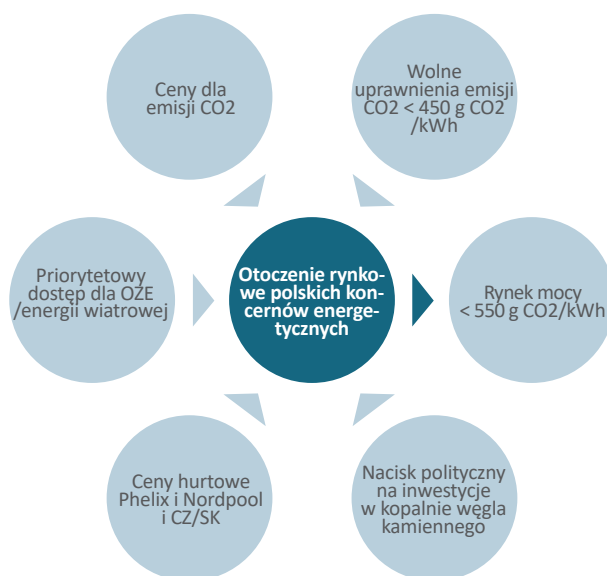
Macierz ryzyka polskich koncernów energetycznych

Polskie (częściowo) państwowe koncerny energetyczne muszą znaleźć skuteczną metodę działania w bardzo trudnym otoczeniu rynkowych (podobnie jak inne europejskie koncerny energetyczne):

- zwiększające się ceny CO₂ dla sektora energetycznego pod uskuteczniowanym systemem handlu ETS z ograniczeniem wolnych uprawnień do emisji,
- aukcje wolnych uprawnień emisji CO₂ od 2021 r. na podstawie funduszu modernizacyjnego i funduszu derogacyjnego dla budowy nowych jednostek w technologii emitujące maksymalnie 450 kg CO₂ na produkowany MWh (decyzja Parlamentu Europejskiego z dnia 15/02/2017, proces legislacyjny jeszcze nie zakończony),
- wprowadzenie mechanizmu wsparcia rynku mocy dla nowych jednostek w technologii emitujące maksymalnie 550 kg CO₂ na produkowaną MWh i dla istniejących jednostek emitują-

ce powyżej 550 kg CO₂ na produkowaną MWh do końca 2025 r. (projekt rozporządzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej opublikowany przez Komisję Europejską w dniu 30 listopada 2016 r. jako część "Pakietu zimowego"),

- prawdopodobna dalsza ekspansja źródeł OZE z niskimi kosztami operacyjnymi (głównie energetyka wiatrowa na lądzie i/lub na morzu oraz fotowoltaika) w celu osiągnięcia ścieżki niskoemisyjnej,
- zwiększenie zdolności importowej tańszej energii hurtowej z Niemiec i Szwecji (bezpośrednio lub pośrednio przez Litwę) i tańszej energii nuklearnej z Republiki Czeskiej i Słowacji,
- politycznie motywowane inwestycje w nierentowne kopalnie węgla (kamiennego) w celu utrzymania pokoju społecznego na Śląsku, które zostały zapoczątkowane przez poprzedni rząd i są kontynuowane przez obecny rząd – w istocie blokując pilnie wymagane inwestycje w technologię wytwarzania niskoemisyjną.



Polska polityka energetyczna ma poważny problem dostosowania swojej polityki do podejścia Unii Energetycznej, nie powodując znaczących trudności dla (częściowo) państwowych koncernów energetycznych. To otoczenie określa także rolę operatorów sieci.

2.3 Otoczenie rynkowe dla operatorów sieci

Polski operator systemu przesyłowego PSE S.A., ale również najwięksi operatorzy sieci dystrybucyjnych PGE Dystrybucja, TAURON Dystrybucja, ENEA Operator i ENERGA Operator są technicznie i prawnie rozdzieleni, ale kontrolowani przez państwowe koncerny energetyczne – oprócz warszawskiego operatora sieci dystrybucyjnej STOEN, którego właścicielem jest niemiecki koncern energetyczny Innogy.

Infrastruktura sieci

Infrastruktura sieci, szczególnie sieci dystrybucyjnych podlegała w ostatnich latach znacznym modernizacjom. Dzięki modernizacji sieci straty przesyłowe uległy znacznemu zmniejszeniu w okresie ostatnich pięciu lat, głównie w sieciach dystrybucyjnych.

Rys. 33

STRATY PRODUKCYJNE I PRZESYŁOWE W POLSCE 2010-2015
ŹRÓDŁO: PSE

43

		2010	2011	2012	2013	2014	2015
EPROD	TWh	157,7	163,5	162,1	164,4	159,1	161,4
ΔE	TWh	12,0	10,6	10,7	10,5	10,1	10,2
ΔE%	%	7,58	6,47	6,61	6,37	6,33	6,33

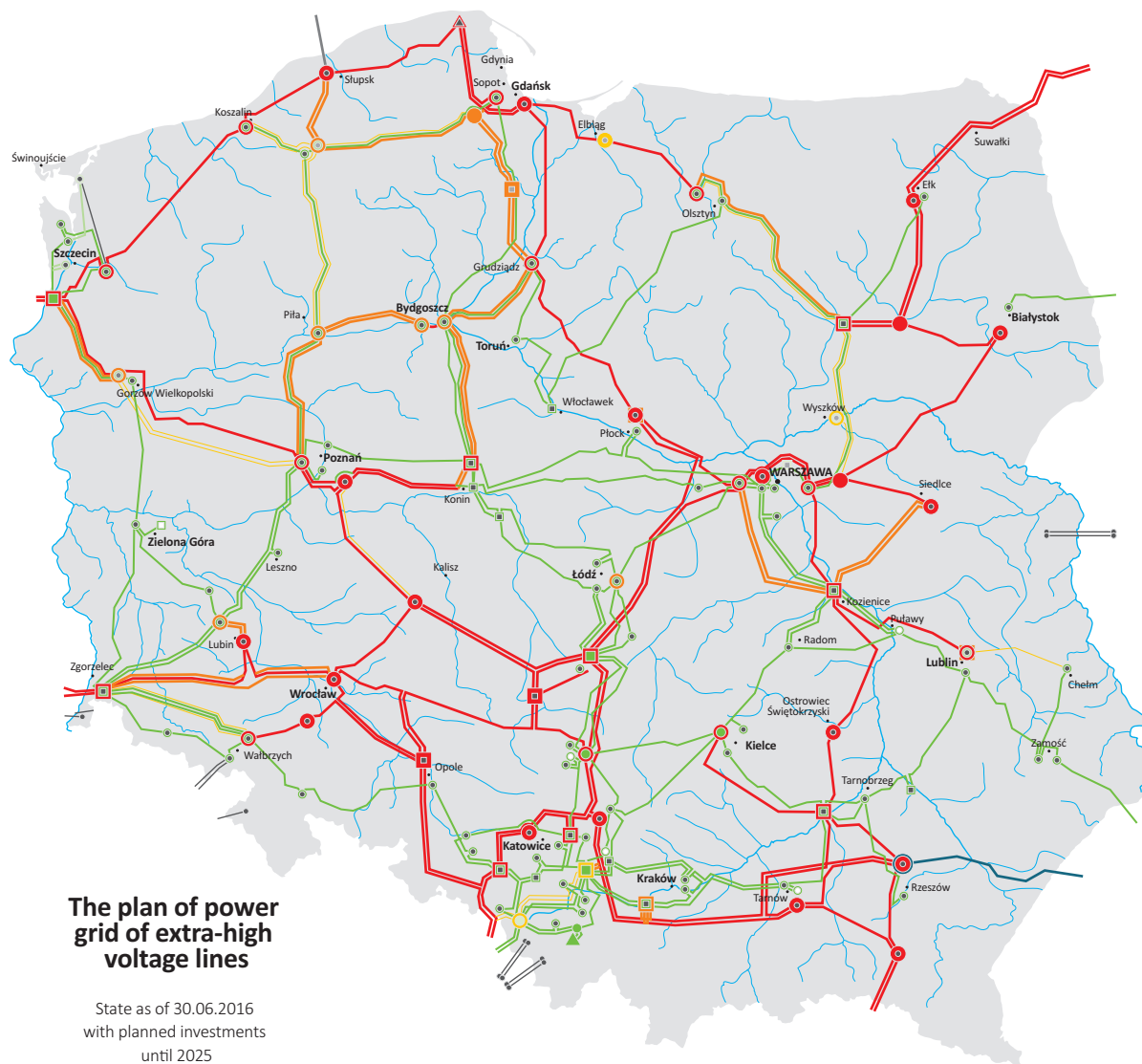
Z drugiej strony przenikanie OZE do sieci dystrybucyjnych uległo znacznej zmianie w ostatnich 15 latach. Dla sieci dystrybucyjnych 110 kV udział dostarczanej energii elektrycznej z OZE zwiększył się z 0,4% w 2002 roku do 51,9% w roku 2015, w sieciach średnionapięciowych udział OZE zwiększył się z 1,5% w 2002 do 34,4 w 2015 i w sieciach niskonapięciowych udział OZE wyniósł 1,3-2,6 w 2015 roku. Tak więc udział prądu z OZE i modernizacja sieci dystrybucyjnych spowodowała zmniejszenie strat przesyłowych. Dalszy potencjał zmniejszenia strat przesyłowych bez dalszych inwestycji można osiągnąć głównie poprzez zarządzanie przepływem mocy biernej.

Wymagana jest dalsza rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowych, a do roku 2025 planowane jest znaczne przekształcenie polskich sieci przesyłowych. Historycznie sieć przesyłowa była przygotowana na przesył dużej ilości energii z południa Polski do Polski

centralnej i (w mniejszym stopniu) północnej z uwagi na fakt, że miks energetyczny jest oparty na elektrowniach węglowych głównie zlokalizowanych w pobliżu kopalni węgla kamiennego na Śląsku i w rejonie Lublina oraz kopalni węgla brunatnego w pobliżu Łodzi, na Dolnym Śląsku i w Wielkopolsce. Plany inwestycyjne PSE jednak zmieniają ten obraz. Planuje się znaczną rozbudowę sieci przesyłowej w północnej Polsce dla zapewnienia energii dla Polski centralnej i wzdłuż zachodniej granicy celem zwiększenia zdolności importowej. Ta rozbudowa jest tylko częściowo związana z rozwojem lądowych farm wiatrowych, które są zlokalizowane głównie w północnej części Polski. Sieć przesyłowa przygotowana jest dla głównych strategicznych projektów inwestycyjnych na wybrzeżu Bałtyku, np. morskie farmy wiatrowe i/lub elektrownie jądrowe – przy czym z powodu trudności uzyskania finansowania dla projektu elektrowni jądrowej ta opcja wydaje się mało prawdopodobna.

Rys. 34

STRUKTURA SIECI PRZESYŁOWEJ I JEJ ROZBUDOWA W POLSCE DO 2025 ROKU
ŹRÓDŁO: PSE S.A. - WLICZAJĄC ODDZIAŁY REGIONALNE



**The plan of power
grid of extra-high
voltage lines**

State as of 30.06.2016
with planned investments
until 2025

LINES:

Existing

Under construction

Planned

750 kV

+/- 450 kV

400 kV

220 kV

110 kV

STATIONS:

Distribution

Distribution under construction

Distribution planned

POWER PLANTS:

Thermal

Thermal under construction

Thermal planned

Water turbine

CONVERSIONS

400/110 kV

400/220/110 kV

220/110 kV

220 SN

Według PSE S.A. sieci elektroenergetyczne są przygotowane na ok. 9 GW mocy z elektrowni wiatrowych w 2020 roku, tak więc dalszy wzrost mocy wiatrowej nie spowoduje jakichkolwiek problemów technicznych. Bardziej problematyczne jest to, że moc wiatrowa znacząco redukuje współczynnik obciążenia pracujących elektrowni węglowych, co przyniósł szybki wzrost tej technologii dopiero w ostatnich trzech latach. Na początku państwowe jednostki próbowały utrzymać tempo prywatnych inwestorów i budować własny portfel farm wiatrowych. Jednakże, aktualny udział rynku polskich koncernów w energii wiatrowej wynosi zaledwie 20%, co jest relatywnie niską wartością w porównaniu do ich ogólnego udziału w rynku. Od 2016 roku strategia ta zmieniła się i polski rząd nie zamierza zwiększać mocy lądowych farm wiatrowych, których budowa została zablokowana przez tzw. ustawę odległościową. Nawet jeżeli ta ustawa zostanie złagodzona do np. 5-krotności wysokości całkowitej turbiny, ustanowienie nowych planów przestrzennych i uzyskanie nowych decyzji środowiskowych opóźni dalszy rozwój projektów tak, że nowe farmy lądowe prawdopodobnie nie będą podłączone do sieci przed 2023 rokiem. Ogólnie rzecz biorąc, polityka ta nie obejmuje morskich farm wiatrowych, jednak z uwagi

na długoterminową procedurę uzyskania pozwoleń i długość procesu budowy także te źródła nie będą podłączone do sieci przed 2023 rokiem.

Powyższe ramy czasowe są wymagane do restrukturyzacji polskiego sektora kopalni węgla, ale także dla dalszej modernizacji infrastruktury sieci i dalszego wdrożenia inteligentnych liczników. W lutym 2017 roku polski parlament uchwalił specjalne prawo dotyczące rozbudowy infrastruktury przesyłowej obejmujące 28 inwestycji. Zgodnie z tym prawem procedury administracyjne są usprawnione dla rozbudowy infrastruktury sieci przesyłowej.

Polski rynek bilansujący jest obsługiwany przez PSE i otwarty na wszystkich usługodawców. Jednostki generujące od 50 MW są zarządzane przez PSE w sposób scentralizowany w celu utrzymania frekwencji w przypadku potrzeb.

Rynek bilansujący i rynek mocy

Polski rynek bilansujący jest obsługiwany przez PSE i otwarty na wszystkich usługodawców. Jednostki generujące od 50 MW (nie wliczając dużych farm wiatrowych) są zarządzane przez PSE w sposób scentralizowany w celu utrzymania frekwencji w przypadku potrzeb. Na rynku bilansującym gwarantowana jest minimalna cena 70 zł za MWh, ale również maksymalna cena jest ograniczona, tak więc polski rynek energetyczny nie dostrzegł jeszcze ujemnych cen hurtowych, jak w przypadku Niemiec.

Ponadto PSE organizuje aukcje na tak zwany mechanizm zimnej rezerwy (IRZ) oraz mechanizm rezerwy (rotacyjnej) roboczej (ORM) z jednogodzinnym czasem reakcji (patrz także rysunek 22 „Miesięczny rozwój stosowanej zainstalowanej pojemności w 2015 roku” powyżej) na zakup energii elektrycznej na obciążenie szczytowe występujące pomiędzy godz. 7 a 22. Oba rodzaje mechanizmów rezerwowych nie są przeznaczone dla segmentów rynku, gdzie wymagany jest czas reakcji poniżej jednej godziny (rezerwa pierwotna, rezerwa wtórna, rezerwa trzeciorzędowa). Zgodnie z Pakietem Zimowym UE należy wzmocnić szczególnie ten segment rynku poprzez rynki mocy. Jednak polski projekt rynku mocy nie przewiduje dla tych rynków żadnego mechanizmu – z powodu miksu technicznego, ponieważ mało elastyczna elektrownia węglowa nie jest w stanie reagować na zapotrzebowanie na tym segmencie rynkowym. Zaś z drugiej strony, aby wziąć udział w mechanizmie (rotacyjnej) rezerwy roboczej jednostka wytwórcza musi być zakwalifikowana jako centralnie zarządzana jednostka produkcyjna (tzw. JWCD), a w związku z tym jednostki OZE nie mają możliwość wzięcia udziału w mechanizmach rynku mocy. W 2017 roku budżet dla istniejącego mechanizmu rezerwy roboczej został zwiększony o 11% w taryfach przesyłowych (mimo że zużycie mocy zwiększyło się tylko wraz ze wzrostem GDP o ok. 3%). Budżet na mechanizm rezerwy zimnej nie podlegała dalszym wzrostom.

Zgodnie z projektem rozporządzenia wewnętrznego rynku energii regionalna współpraca pomiędzy OSP zostanie zacieśniona. OSP decydują w kwestiach „Regionalnych centrów operacyjnych”, gdzie rozproszone i nieskoordynowane działania krajowe mogą negatywnie wpłynąć na rynek i konsumentów (np. w obszarze działania systemu, obliczania mocy węzłów, bezpieczeństwo dostaw energii i reakcji na ryzyko systemowe). Funkcje do wykonania na szczeblu regionalnym obejmują „wymiarowanie mocy rezerwowej” i „zakup mocy bilansującej”. Tak więc rynki mocy będą musiały zostać zregionalizowane dla pojemności rezerwowej i usług mocy bilansującej, co będzie mieć znaczący wpływ na wdrożenie planowanego polskiego rynku mocy dla dużych elektrowni termicznych. Według Komisji UE w odpowiednich przetargach startować mogą regionalni oferenci tych usług z zastrzeżeniem, że przepływ fizyczny jest zgodny z usługami zakontraktowanymi. Z uwagi na aktualny miks energetyczny polskie jednostki mogą nie być konkurencyjne w takich przetargach.

Rynki mocy muszą także obejmować usługi nie-częstotliwościowe na poziomie sieci dystrybucyjnej. Jednakże ten segment rynku nie stoi przed ryzykiem przetargów międzynarodowych. Tak więc alternatywą dla wzmocnienia usług częstotliwościowych na poziomie krajowym może być zwiększenie usług dodatkowych na poziomie nie-częstotliwościowym, tj. na poziomie sieci dystrybucyjnej. Według powyższego rozporządzenia minimalna wielkość oferty na te usługi musi wynosić 1 MW a okres rozliczeniowy nierównowagi został ustalony na 15 minut do 1 stycznia 2025 roku.

Inteligentne liczniki i przyszła rola konsumentów

Według uchwalonej wersji tak zwanego Planu Morawieckiego, dokumentu planowania strategii opracowanego pod przewodnictwem Ministra Roz-

woju i Finansów Mateusza Morawieckiego, planuje się wdrożenie do 2030 roku miliona inteligentnych liczników- zgodnie z definicją UE pokrywającą 10 głównych funkcji. Na planowanie miał głównie wpływ Urząd Regulacji Energetyki URE, który promował późniejsze wprowadzenie inteligentnych liczników po pełnej modernizacji infrastruktury sie-

Jedną z strategicznych inwestycji według Planu Morawieckiego jest e-mobilność. Ambitny plan polega na tym, że Polska będzie posiadać milion elektrycznych samochodów pasażerskich do roku 2030 - aktualnie infrastruktura ładowania jest niezmiernie rzadka a liczba samochodów wyłącznie elektrycznych wynosi kilkaset sztuk.

ciowej w celu wykorzystania ich pełnego potencjału. Jednakże z uwagi na już teraz wysoką przenikalność sieci dystrybucyjnej przez źródeł OZE, argumentacja ta nie wydaje się w pełni zrozumiała. Sieci dystrybucyjne są już przygotowane na wysoką przenikalność OZE, a brakująca rozbudowa sieci przesyłowej nie ma istotnego wpływu na inteligentny pomiar i inteligentne sieci na poziomie dystrybucyjnym. Aktualnie nowoczesne liczniki nie są akceptowane jako kwalifikowane koszty dla taryf dystrybucyjnych przez URE. Mniej funkcjonalne inteligentne liczniki zostały wprowadzone przez wszystkich OSD, głównie przez Energa w liczbie około 800 000 sztuk, ale także przez Tauron w liczbie około 400 000 sztuk i Innogy (dawniej RWE Stoen) w liczbie 50 000-100 000 sztuk. PGE i Enea faworyzują bardziej konserwatywną politykę inwestycyjną i łącznie zainstalowali mniej niż 100 000 inteligentnych liczników. Według Trzeciego Pakietu Energetycznego z 2009 roku Polska jak wszystkie kraje członkowskie podlega ocenie efektywności kosztowej - jest zachęcana do wdrożenia inteligentnych liczników w 80% gospodarstw domowych do roku 2020, tj. aktualnie 14 milionów gospodarstw domowych. Jednakże w innych krajach UE sytuacja wygląda podobnie. Dlatego z Czwartym Pakietem Energetycznym Komisja UE zrezygnowała z wiążącego celu liczników inteligentnych i liczy na dobrowolne wdrożenie poprzez zmianę struktury taryfy.

Według projektu zmienionej Dyrektywy dotyczącej Wewnętrznego Rynku Energii Elektrycznej („IMED”), która ma zostać wdrożona przez kraje członkowskie w 2021 roku, prawa konsumentów i prosumentów zostaną zwiększone w różnorodny sposób, np. (i) wszyscy konsumenci mają prawo do żądania umowy dystrybucyjnej (lub kompleksowej) z taryfą dynamiczną, gdzie ceny zależą od wahań cen hurtowych - zakończy to administracyjną strukturę taryfową ustaloną przez polski Urząd ds. Regulacji Energetyki dla konsumentów i stymulować będzie dobrowolne wprowadzenie inteligentnych mierników przez konsumentów - (ii) konsumenci będą mieć prawo do zmiany dostawców

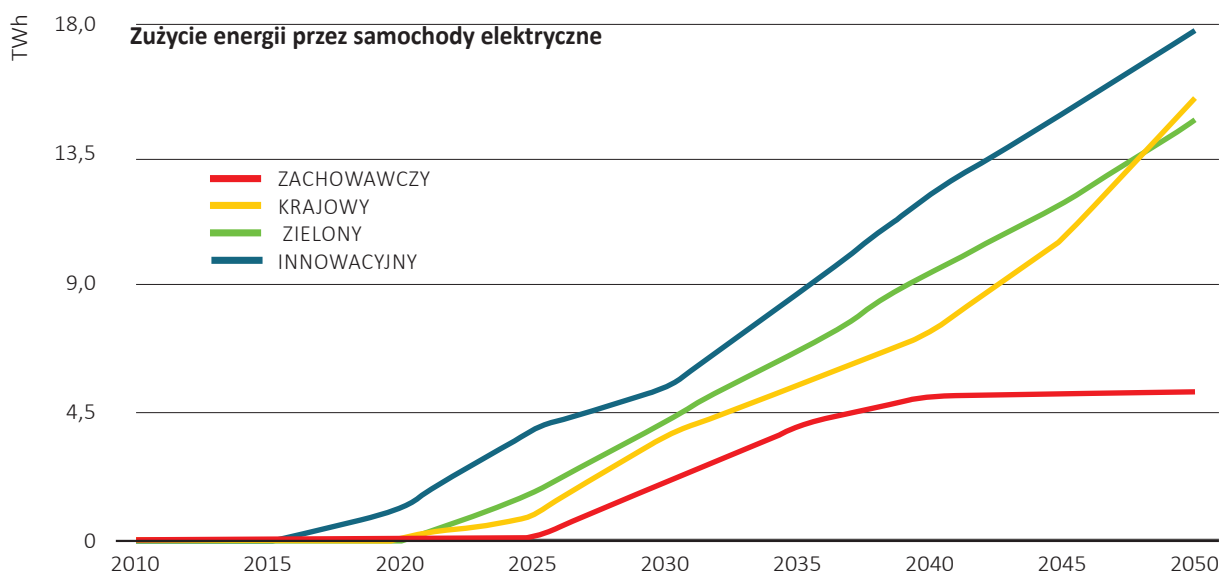
energii w przypadku zwiększenia cen w ciągu trzech tygodni, natomiast opłaty z tytułu wypowiedzenia nie będą pobierane, jeżeli umowa nie została zawarta na czas określony, np. umowa zawiera również zakup urządzenia, np. inteligentnego licznika, (iii) wszyscy konsumenci będą mieć prawo zawierania umów z agregatorami, np. prosumenci (pakiet zimowy nazywa ich „aktywnymi konsumentami”) z dostawcami usług elektrowni wirtualnych, bez zgody ich dotychczasowych dostawców i będą mieć prawo wypowiedzieć taką umowę w okresie trzech tygodni, (iv) „Lokalne wspólnoty energetyczne” zostaną wzmocnione, np. organizacje „skutecznie kontrolowane przez lokalnych udziałowców lub członków, generalnie non-profit lub stawiające na wartość, nie zysk (...) zaangażowane w lokalną produkcję energii elektrycznej, dystrybucję, agregowanie, przechowywanie, dostarczanie lub usługi dotyczące wydajności energetycznej, wliczając przez granice”.

Dodatkowo według projektu nowej Dyrektywy o Energii Odnawialnej („RED II”) prosumenci lub „samo-konsumenci OZE” będą mieli prawo do sprzedaży swojej nadwyżki „bez podlegania dysproporcjonalnym procedurom i opłatom, które nie odzwierciedlają kosztu”, tj. po cenie rynkowej za elektryczność wprowadzaną do sieci oraz nie będą postrzegani jako dostawcy energii elektrycznej, jeżeli nie będą oddawać do sieci rocznie więcej niż 10 MWh (jako gospodarstwo domowe) lub 500 MWh (jako przedsiębiorstwo). W 2016 roku Ministerstwo Energii wprowadziła tzw. pomiarowanie netto („net-metering”) dla prosumentów osób fizycznych wykorzystujących generatory OZE do 10 kW - nieco poniżej progu 10 MWh zużycia rocznego - i planuje w latach 2017/2018 dalszy rozwój usługi net-metering dla przedsiębiorców prosumenckich.

E-mobilność i magazyny energii

Jedną z strategicznych inwestycji według Planu Morawieckiego jest e-mobilność. Ambitny plan polega na tym, że Polska będzie posiadać milion elektrycznych samochodów pasażerskich do roku 2030- aktualnie infrastruktura ładowania jest niezmiernie rzadka a liczba samochodów wyłącznie elektrycznych wynosi kilkaset sztuk. Obecnie nie istnieje żaden program promocyjny, jednak Ministerstwo Energii i Ministerstwo Rozwoju pracują nad tą kwestią. Poza specjalnymi programami promocyjnymi w celu zmotywowania konsumentów do zakupu pojazdów elektrycznych oraz miast do zakupu e-autobusów, plan ten musi także zapewnić wzrost zużycia energii elektrycznej. Nawet najbardziej ambitne scenariusze nie przewidują dodatkowego zużycia energii przekraczającej 5 TWh w 2030 roku. Prawdopodobnie istotna część zużycia będzie wytwarzana przez samych prosumentów produkujących energię w mikroskali.

Rys. 35 | **SCENARIUSZE WZROSTU ZUŻYCIA PRZEZ E-MOBILNOŚĆ W POLSCE DO ROKU 2050**
ŹRĘDŁO: INNOGY S.A.



Ponadto, rola Operatorów Sieci Dystrybucyjnych na atrakcyjnie rozwijających się segmentów rynku jest ograniczona. Według nowej dyrektywy IMED OSD mogą wyłącznie „posiadać, rozwijać, zarządzać lub obsługiwać” punkty ładowania, jeżeli organ regulujący umożliwi im to po procesie otwartego przetargu, w którym nikt inny nie wyrazi chęci na podjęcie takiego działania. Nawet wtedy usługa przejęta przez OSD musi podlegać ponownemu przetargowi co pięć lat. Ponadto podobne zasady otwartego przetargu odnoszą się do rozbudowy, obsługi i zarządzania magazynów przez OSD lub OSP. W przypadku OSP istnieją dodatkowe wymogi, że usługi magazynowania są „niezbędne” dla zapewnienia wydajnej i bezpiecznej pracy systemu przesyłowego i nie są wykorzystywane do sprzedaży elektryczności na rynek”.



Część III: Bibliografia

49

Agricola, A.-C., Richard, P., Kobel, H., Einhellig, L., Behrens, K., von Preysing, L., . . . Meyer, R. (2014). Einführung von Smart Meter in Deutschland. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

AHK. (28. 11 2016). Stromzonentrennung: E-Control verweist auf Preiszonen-Studie. Von <https://oesterreich.ahk.de>: <https://oesterreich.ahk.de/newsroom/news/news-detailansicht/stromzonentrennung-e-control-verweist-auf-preiszonen-studie/> abgerufen

BDEW. (2014). Einführung des ERBP-Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB. Implementation Guide für Deutschland. Berlin: Version 2.0.

Bloomberg. (2 2016). Here's How Electric Cars Will Cause the Next Oil Crisis. Von Bloomberg: <http://www.bloomberg.com/features/2016-ev-oil-crisis/> abgerufen

BMWi. (2014). Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin: Grünbuch.

BNetzA. (30. 10 2012). Beschluss in dem Verwaltungsverfahren der Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatch-Maßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. S. K8-12-019-A.

BNetzA. (01. 02 2013). Regelenergie. BNetzA. Bonn. Von http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html abgerufen

BNetzA. (2014). Monitoringbericht 2014. Bonn: Bundesnetzagentur.

BNetzA. (2015). Monitoringbericht 2015. Bonn: Bundesnetzagentur.

BNetzA. (2016). 3. Quartely Report 2015 regarding network and security measures. Bonn.

BNetzA. (2016). Monitoringbericht 2016. Bonn: Bundesnetzagentur.

Büchner, J., Katzfey, J., Flörcken, O., Moser, A., Schuster, H., Dierkes, S., . . . van Amelsvoort, M. (2014). „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilnetzstudie). Berlin: BMWi.

Bundesnetzagentur. (2016). Monitoringbericht. Bonn.

Burger, B. (2017). Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2016. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Burges, K., Döring, M., Nabe, C., Härtel, P., Jentsch, M., & Pape, C. (2014). Untersuchung Energiespeicher in Schleswig-Holstein. Kurzfassung. Berlin: Ecofys, Fraunhofer IWES.

bufof. (2017). 10 Batterie-Großspeicher im Megawattbereich sind installiert, rund 10 sind im Bau. Von <http://www.bufof.de/> abgerufen

Castillo, A., & Gayme, D. F. (11 2014). Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: A survey. Von Energy Conversion and Management, Volume 87: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.063> abgerufen

Coibion, A., Pickett, J., Gracia, N., Pritzsche, K. U., Lignières, P., Gimenez, J., . . . Van Driessche, L. (December 2016). European Commission presents Energy Winter Package. Linklaters.

DoE. (2016). U.S. Department of Energy (DoE) Global Energy Storage Database. Von <http://www.energystorageexchange.org/> abgerufen

DOE Global Energy Storage Database. (2017). Von <http://www.energystorageexchange.org/> abgerufen

EC. (30. 11 2016). Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms . Von http://ec.europa.eu/http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf abgerufen

EC. (13. 04 2016). Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. Von http://ec.europa.eu/http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_swd_en.pdf abgerufen

EC. (n.d.). Smart grids and Meters. Von <https://ec.europa.eu/https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters> abgerufen

Ecofys. (2012). Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Wind-energieerzeugung in den Jahren 2010 und 2011. Berlin.

Ecofys. (2013). Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Wind-energieerzeugung in den Jahren 2011 und 2012. Berlin.

Ecofys. (2015). Weiterentwicklung des Einspeisemanagements. Bewertung von Ansätzen. Berlin: Hg. v. BWE.

Egerer, J., von Hirschhausen, C., Weibezahn, J., & Kemfert, C. (2015). Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung. DIW, 183-190.

EIA. (2012). Annual Energy Outlook. Von U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=6930> abgerufen

ene't. (2017). www.enet.eu. Von www.enet.eu/portfolio/analysen/karten abgerufen

Entso-e. (2016). Annual Report 2015 Electricity without borders. Von <http://online.fliphtml5.com/ovdo/apbz/index.html#p=54> abgerufen

FrontierEconomics. (2013). Bidding zone configuration. London: frontier, consentec.

Götz, P., Henkel, J., Lenck, T., & Lenz, K. (2014). Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Berlin: Agora Energiewende.

GTAI. (11 2015). Market Status & Outlook on Batteries for Stationary Energy Storage in Germany.

Hirth, L., & Ziegenhagen, I. (2015). Balancing Power and Variable Renewables: Three Links. Von Neon-energie.de: <http://www.neon-energie.de/Hirth-Ziegenhagen-2015-Balancing-Power-Variable-Renewables-Links.pdf> abgerufen

ICIS. (01. 09 2016). ACER to back Germany-Austria electricity zone split, €25bn of open positions at stake. Von www.icis.com: <https://www.icis.com/resources/news/2016/09/01/10030712/acer-to-back-germany-austria-electricity-zone-split-25bn-of-open-positions-at-stake/> abgerufen

Industriemagazin. (21. 12 2016). Industriestrom wird 2018 erheblich teurer. Von www.industriemagazin.at: <https://industriemagazin.at/a/industriestrom-wird-2018-erheblich-teurer> abgerufen

IRENA. (2015). Battery storage for renewables: market status and technology outlook. Von International Renewable Energy Agency: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/insight_Battery_Storage_report_2015.pdf abgerufen

ISEA. (2016). Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Von ISEA RWTH Aachen: http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2016_Kairies_web.pdf abgerufen

JRC. (2014). Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. Von <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC92496> abgerufen

Lazard. (11 2015). Lazard's levelized cost of storage analysis. Von <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-storage-analysis-10/> abgerufen

MELUR. (2015). Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2014.

Nabe, C., & Neuhoﬀ, K. (2015). Intraday- and real time activity of TSOs: Germany. Von <https://ideas.repec.org/p/zbw/esrepo/111265.html> abgerufen

Netzentwicklungsplan Strom. (2015). Netzentwicklungsplan Strom 2025, Offshore-Netzentwicklungsplan 2025. Version 2015, 1. Entwurf. Zahlen-Daten-Fakten.

Prof. Rehtanz, C., Greve, M., Dr. Häger, U., Hilbrich, D., Kippelt, S., Kubis, A., . . . Teuwsen, J. (2014). Requirements for a secure and reliable power supply with a high percentage of renewable energy. Berlin: dena.

52

Prof. Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., Prof. Moser, A., Dr. Schäfer, A., Drees, T., . . . Stöcker, P. (2014). Stromspeicher in der Energiewende. Berlin: Agora Energiewende.

RMI. (2014). The economics of grid defection. Von Rocky Mountain Institute: http://www.rmi.org/PDF_economics_of_grid_defection_full_report abgerufen

Roland Berger. (15. 11 2012). Technology / Market Drivers for Stationary and Automotive Battery Systems. Von Roland Berger: http://www.google.be/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjgwtiUoKnMAhWjOsAKHdzeAEoQFggoMAE&url=http%3A%2F%2Fonlinelibrary.wiley.com%2Fdoi%2F10.1002%2Fese3.47%2Ffull&usq=AFQjCNHD3n6z4jToxWqg-6RUg26G8Y3xfQ&sig2=EEc2-Zmg_hfA83F abgerufen

Sauer, D. U. (12. 9 2016). Problemstellungen von Speichern und Flexibilitätsproblematik. Von RWTH Aachen: Potsdam abgerufen

Schleswig-Holstein Netz AG. (2017). EEG-Kataster. Planung in den Netzgebieten. Last time checked on 02.01.2017.

Thalmayr, C. (4. 12 2015). E-Control: Breite Front gegen Trennung des gemeinsamen Strommarktes mit Deutschland . Von E-Control: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/2015_12_04_PA_Zwischenbilanz_Klage_Beschwerde_Strompreiszone.pdf/e843a2fe-9b6a-40da-8d47-d27b27f956cf abgerufen

Zakeri, B., & Syri, S. (2 2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. Von Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 42: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011> abgerufen

Zha, W. (28. 09 2016). Austria Bids Time as Ejection From Top EU Power Market Looms. Von www.bloomberg.com: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-09-28/austria-bids-time-as-ejection-from-top-eu-power-market-looms> abgerufen

