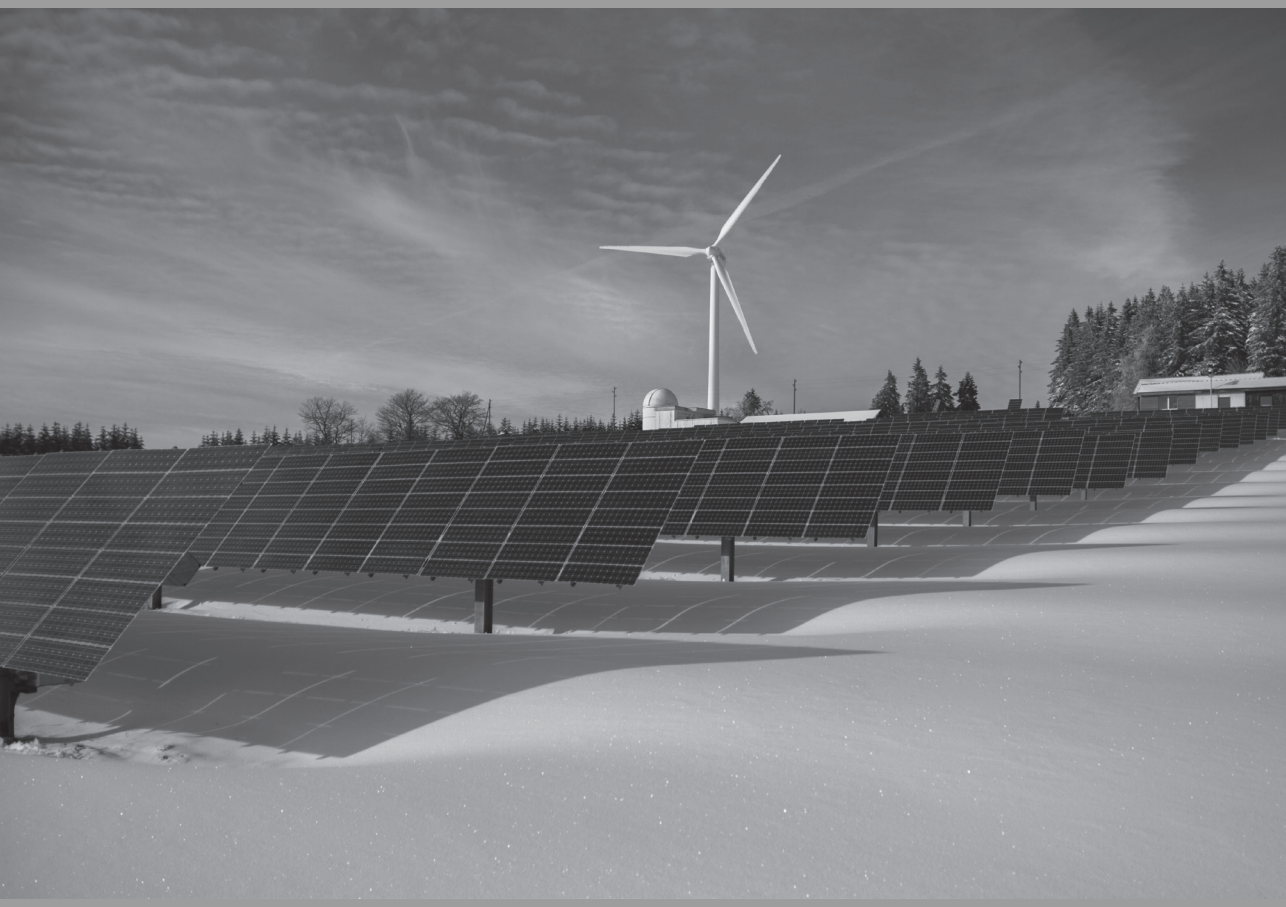
Polski Instytut Ekonomiczny

8/2019

WORKING PAPER



Bilansowanie OZE
w systemie elektroenergetycznym

Warszawa, grudzień 2019 r.
Autorzy: Adrian Chmielewski, Łukasz Szabłowski
Redakcja merytoryczna: Piotr Arak
Redakcja: Jakub Nowak, Małgorzata Wieteska
Projekt graficzny: Anna Olczak
Skład i łamanie: Sławomir Jarząbek
Polski Instytut Ekonomiczny
Al. Jerozolimskie 87
02-001 Warszawa
© Copyright by Polski Instytut Ekonomiczny

ISBN 978-83-66306-62-2

Spis treści

Wprowadzenie 4
Niestabilność OZE 10
Typowe charakterystyki techniczne OZE opartych na wietrze i słońcu 10
Sposoby bilansowania OZE 12
Magazynowanie energii jako wsparcie dla rozwoju OZE i EV oraz gospodarki niskoemisyjnej 12
Elektrownie szczytowo-pompowe 12
Układy wykorzystujące sprężone powietrze 13
Ogniwa elektrochemiczne (akumulatory) 13
Wodór 14
Magazynowanie ciepła 15
Zwiększenie elastyczności źródeł konwencjonalnych 16
Modyfikacje wewnątrz systemu elektroenergetycznego 17
Rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowych 17
Integracja z rynkami sąsiednimi (połączenia transgraniczne) 18
Wpływ na zachowanie odbiorców 18
Pojazd elektryczny oraz OZE jako dopełnienie *smart grid* 21
Wyniki symulacji bez zachęt cenowych 21
Wyniki symulacji uwzględniającej zastosowanie zachęt cenowych 24
Wnioski 26
Elastyczność rozproszonych źródeł energii w kontekście integracji z OZE 27
Sektor *coupling* 27
Wnioski i propozycje 29
Bibliografia 33
Aneks 1 37
Aneks 2 40

Wprowadzenie

Jedną z głównych przyczyn rozwoju odnawialnych źródeł energii na świecie, w tym także na terytorium Unii Europejskiej, jest postępująca zmiana klimatu. W 2015 r. 195 krajów odpowiedzialnych za ponad 99,5 proc. światowej emisji CO_2 podpisało Porozumienie paryskie (Horowitz, 2016). Sygnatariusze porozumienia zobowiązali się do intensyfikacji działań związanych z przeciwdziałaniem zmianom klimatu. Głównym celem podjętych działań jest niedopuszczenie do wzrostu średniej temperatury więcej niż 2°C powyżej poziomu temperatury przed okresem uprzemysłowienia. Ponadto kraje te zobowiązały się dążyć do wartości 1,5°C, a także zahamować i zredukować emisję gazów cieplarnianych.

W perspektywie do 2020 r. kraje Unii Europejskiej zobowiązały się do ograniczenia emisji dwutlenku węgla o 20 proc. względem roku 1990 (The European Environment Agency (EEA), 2018). Przyjęto także cele w perspektywie do 2030 r., w których zobowiązano się ograniczyć emisję o 40 proc. względem 1990 r., natomiast w perspektywie do 2050 r. – od 80 do 95 proc. względem 1990 r. Obecnie trwają negocjacje w sprawie neutralności klimatycznej w perspektywie do 2050 r. 12 grudnia 2019 r. przyjęto konkluzje dotyczące neutralności klimatycznej w perspektywie 2050 r. (*Konkluzje z posiedzenia Rady Europejskiej*, 2019) na obszarze całej Unii Europejskiej. Z punktu widzenia Polski najważniejszym aspektem porozumienia jest stworzenie funduszu z budżetem na poziomie 100 mld EUR dla inwestycji za pomocą mechanizmu sprawiedliwej transformacji dla regionów i sektorów, które będą najbardziej dotknięte transformacją w kierunku gospodarki nisko- oraz zeroemisyjnej przy zrównoważonym podejściu do osiągnięcia tego celu. Rada Europejska zatwierdziła także na lata 2021-2030 ogłoszone przez Europejski Bank Inwestycyjny wsparcie w kwocie 1 bln EUR na inwestycje, które wspomogą działania na rzecz ochrony klimatu i zrównoważenia środowiskowego.

Z punktu widzenia ochrony klimatu należy dostrzec, że zużycie energii oraz emisja dwutlenku węgla są ze sobą powiązane i wpływają na jego zmianę. Aby przeciwdziałać i łagodzić zmiany klimatu konieczne jest odejście od tradycyjnego systemu scentralizowanego, który w Polsce jest oparty głównie na paliwach kopalnych, gdzie blisko 70 proc. [stan na koniec roku 2018 (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2019a)] stanowi przetworzenie energii chemicznej węgla przez elektrownie oparte na węglu kamiennym i brunatnym (tzw. Jednostki Centralnie Dysponowane) na rzecz systemu zdecentralizowanego, który wykorzystuje system energetyki rozproszonej opierającej się na odnawialnych źródłach energii.

Bardzo istotnymi zagadnieniami z punktu widzenia zrównoważonego użycia energii są także: racjonalne wykorzystanie materiałów, ograniczenie zużycia energii w odniesieniu do całego cyklu: począwszy od wydobycia surowców, a skończywszy na jego wykorzystaniu w układach energetycznych, termomodernizacja starych budynków ogrzewanych głównie paliwami stałymi (m.in. węglem), co obecnie w Polsce jest bardzo istotnym zagadnieniem z punktu widzenia zmian klimatycznych, w szczególności powstawania smogu w sezonie od jesieni do wiosny.

Z tego punktu widzenia Polska powinna zmierzać w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym, wykorzystywać surowce kopalne w sposób zrównoważony i efektywny ekonomicznie. Takie podejście przy zachodzących zmianach klimatu, objawiających się m.in.:

suszami, powodziami czy nagłymi wyładowaniami atmosferycznymi, pozwoli na złagodzenie potencjalnych skutków, do których należy zaliczyć: wzrost cen materiałów i produktów kluczowych, głównie żywności i wody, cen energii elektrycznej, a także materiałów i surowców pierwszej potrzeby. Wzrost cen materiałów i surowców bezpośrednio przełoży się też na wzrost cen usług, technologii oraz procesów technologicznych.

W Unii Europejskiej blisko 79 proc. emisji CO_2 stanowią procesy produkcji, przetwarzania oraz wykorzystania energii, z czego najwięcej pochodzi z sektorów: transportu, rolnictwa, budownictwa a także ciepłownictwa.

Aby osiągnąć główne cele gospodarki niskoemisyjnej UE określiła cele szczegółowe w perspektywie do 2020 r. (European Parliament, 2009) oraz 2030 r. (European Union, 2018), które dotyczą udziału OZE w końcowym zużyciu energii (m.in. transportu, produkcji energii elektrycznej, a także zaopatrzenia w ciepło oraz chłód) na poziomie 20 proc. oraz 32 proc. Równocześnie UE nałożyła na państwa członkowskie (European Parliament, 2009) obowiązki związane z równoległym rozwojem technologii magazynowania energii na potrzeby uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznych, zwiększenia udziału w rynku odnawialnych źródeł energii oraz ich przyłączeń do sieci (instalacje prosumenckie *on-grid*), zrównoważonego rozwoju elektromobilności i transportu niskoemisyjnego oraz infrastruktury eksploatacyjnej z tym związanej (European Commission, 2014).

W perspektywie do 2020 r. oraz do 2030 r. udział energii pochodzącej z OZE w sektorze transportu został określony przez Unię Europejską odpowiednio na poziomie 10 proc. (European Parliament, 2009) oraz 14 proc. (Union, 2018).

W celu spełnienia przedstawionych wyżej wymagań oraz stworzenia ramy dla odpowiednich funkcjonalności systemu elektroenergetycznego, który będzie współpracował z niestabilnymi OZE, niezbędny jest rozwój tzw. inteligentnych sieci elektroenergetycznych.

Sieci inteligentne (z ang. *smart grid*) (Fang i in., 2012; Battistelli, Conejo, 2014; Chmielewski i in., 2014; Reddy i in., 2014) to sieci elektroenergetyczne, które są w stanie efektywnie integrować zachowanie wszystkich podłączonych do nich odbiorców, a także wpływać na ich działanie oraz monitorować profil zużycia energii. W szczególności dotyczy to instalacji prosumenckich oraz użytkowników pojazdów elektrycznych. Należy dodać, że pojazd elektryczny w takim podejściu może pełnić funkcję mobilnego magazynu energii, który jest w stanie zarówno pobierać, jak i dostarczać energię do sieci (*vehicle to grid*, V2G).

Efektem zmian w myśl filozofii *smart grid* jest utworzenie oszczędnego gospodarczo oraz zgodnego z zasadami zrównoważonego rozwoju, a także efektywnego systemu elektroenergetycznego. System taki charakteryzuje się niskimi stratami przesyłu energii, wysokim bezpieczeństwem, wysoką jakością usług dostarczania energii elektrycznej do odbiorców końcowych, a także otwartością na przyłączenie bardzo dużej liczby pojazdów elektrycznych oraz odnawialnych źródeł energii w instalacjach prosumeckich.

Głównymi celami przemawiającymi za rozwojem oraz wdrożeniem *smart grid* są:

- **wzrost oraz poprawa bezpieczeństwa i niezawodności działania systemu elektroenergetycznego** (szczególnie w sytuacjach ograniczenia dostaw energii, braku dostaw, a także przerwy w dostawach, które wynikają z zachodzących zmian klimatu. Przykładem zmian odczuwalnych na terytorium Polski było np. gorące lato w sierpniu 2015 r. (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2015), kiedy wprowadzono ograniczenia w dostawach energii elektrycznej i zastosowano odpowiednie stopnie zasilania, aby nie dopuścić do *blackoutu* na dużą skalę),

- **informowanie odbiorców o aktualnej cenie energii elektrycznej** oraz możliwości zmiany dostawcy energii,
- **ułatwienie rozwoju źródeł generacji rozproszonej i ich przyłączania do sieci elektroenergetycznej**, m.in. ogniw fotowoltaicznych, ogniw paliwowych, a także innych, które wyszczególniono w dyrektywie 2012/27/EU (European Parliament, 2012),
- **samoświadomość odbiorcy o możliwości optymalizacji zużycia energii**.

Wyzwaniami związanymi z wdrożeniem *smart grid* są:

- ograniczenie ryzyka związanego z cyberatakami i dostępem do newralgicznych danych na podstawie analizy profilu zużycia mediów,
- przygotowanie organizacyjne administracji publicznej i prawne obejmujące wszystkie podmioty w sektorze do zadań związanych z agregacją i przetwarzaniem danych, a także ich magazynowaniem,
- promocja aktywnych postaw konsumenckich i prosumenckich.

Do głównych cech *smart grid* (Fang i in., 2012; Battistelli, Conejo, 2014; Chmielewski i in., 2014; Reddy i in., 2014) należy zaliczyć:

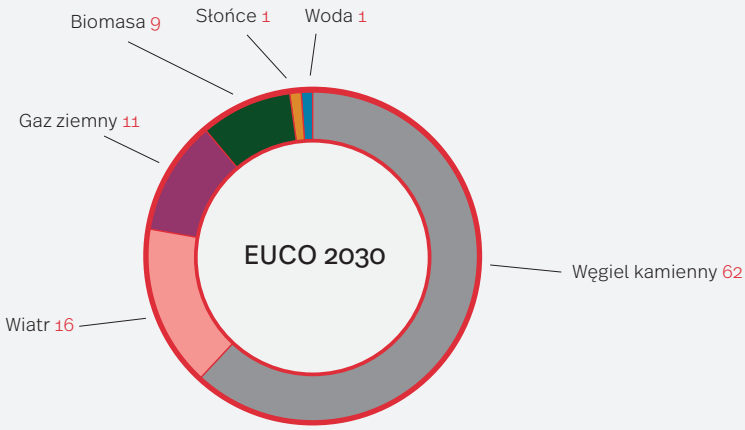
- **elastyczność funkcjonowania sieci** (dostosowanie dostaw energii elektrycznej do potrzeb jej odbiorców),
- **zdalne wykrywanie awarii sieci** (szybkie wykrywanie, lokalizowanie oraz usuwanie awarii m.in. na podstawie informacji o braku odczytu z inteligentnego licznika grupy odbiorców z danego obszaru),
- **dwukierunkowość sieci** (przesył informacji o profilach zużycia do operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD) oraz operatora sieci przesyłowej (OSP) przy jednoczesnym dostarczaniu dwukierunkowym energii z instalacji OZE),
- **otwartość systemu elektroenergetycznego na masowe przyłączenie samochodów elektrycznych** (inteligentne zarządzanie ładowaniem pojazdów elektrycznych (European Union, 2009; García-Villalobos i in., 2014; Kim, Rahimi, 2014) tzw. *smart charging*, m.in. w godzinach nocnych lub w godzinach, w których zapotrzebowanie na energię jest niższe od zakładanego).

W przypadku Polski w ostatnich latach widać sukcesywny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. W 2017 r. przetworzono w Polsce 165,9 TWh energii elektrycznej (Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., 2016). W perspektywie do 2030 r. prognozowany jest wzrost zapotrzebowania do 217,4 TWh (Ciechanowska, 2014) energii elektrycznej. Struktura procentowa mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE), to głównie elektrownie zawodowe na węglu kamiennym 50,53 proc., elektrownie zawodowe na węglu brunatnym 19,05 proc., elektrownie zawodowe gazowe 5,07 proc., elektrownie wiatrowe i inne odnawialne 14,41 proc., elektrownie przemysłowe 5,83 proc. oraz elektrownie zawodowe wodne, które stanowią 5,1 proc. (stan na 31.12.2018 r.) (Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., 2016).

W perspektywie do 2030 r. na podstawie projekcji Komisji Europejskiej według scenariusza EUCO 2030 (Fundacja Przyjazny Kraj, 2018) polski miks energetyczny (scenariusz łagodnej transformacji – wykres 1) będzie kształtował się następująco: energia pochodząca z przetworzenia węgla kamiennego – 62 proc., energia z wiatru – 16 proc., energia z gazu ziemnego – 11 proc., energia z biomasy 9 proc., energia ze słońca – 1 proc., energia z wody – 1 proc.

W tabeli 1 przedstawiono analizę SWOT dla projekcji miksu energetycznego Polski w perspektywie 2030 r. wg scenariusza EUCO 2030. Warto zwrócić uwagę, że w projekcjach na 2030 r. nie ma elektrowni opartych na węglu brunatnym (Fundacja Przyjazny Kraj, 2018).

↘ Wykres 1. Miks energetyczny Polski w perspektywie do 2030 r. wg scenariusza EUCO 2030 (w proc.)



Źródło: Fundacja Przyjazny Kraj (2018).

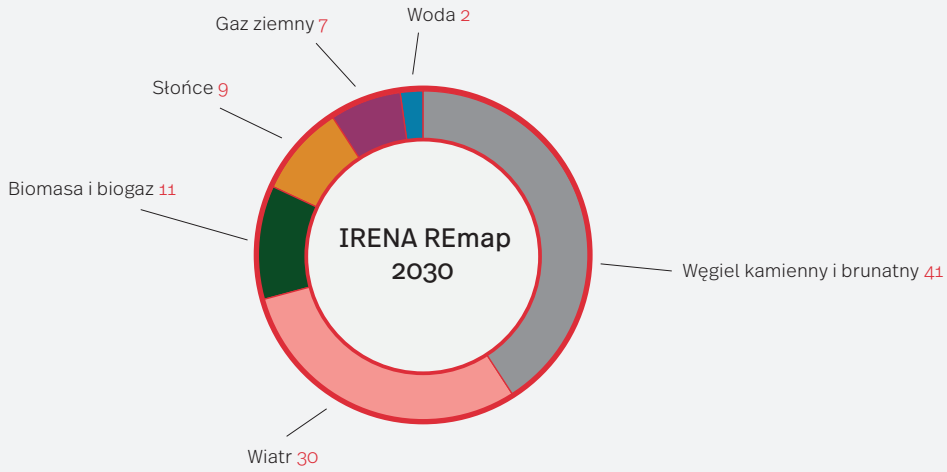
↘ Tabela 1. Analiza SWOT dla miksu energetycznego Polski w perspektywie do 2030 r. wg scenariusza EUCO 2030.

Mocne strony ▪ ograniczenie nakładów na budowę jednostek wytwórczych (wydłużenie resursu technicznego przez przeprowadzanie tańszych remontów istniejących jednostek), ▪ możliwość elastycznej transformacji dla przemysłu węglowego (stopniowe przebranżowienia dla górników ze wsparciem organów państwa), ▪ wzrost niezależności energetycznej Polski (oparcie na surowcach i zasobach krajowych a nie importowanych z innych krajów).	**Słabe strony** ▪ zwłoka w dywersyfikacji obecnego miksu energetycznego, ▪ ograniczona elastyczność systemu elektroenergetycznego oraz mocy wytwórczych, ▪ brak konieczności szybkiego rozwoju w Polsce technologii rozproszonych oraz magazynowania energii.
Szanse ▪ zrównoważona transformacja energetyczna.	**Zagrożenia** ▪ zbyt wysokie przywiązanie do energetyki węglowej będzie zagrażało utratą konkurencyjności sektora przetwarzania energii przez konieczność przeprowadzenia zmian technologicznych w celu poprawy efektywności energetycznej w najbliższych latach, ▪ zwiększone wydatki na uprawnienia do emisji CO_2.

Źródło: Fundacja Przyjazny Kraj (2018).

Nieco inaczej wygląda prognozowany miks energetyczny (przeliczony z mocy wytwórczych) Polski w 2030 r. według scenariusza IRENA REmap 2030. Zgodnie z tym scenariuszem roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wynosiło 217 TWh (powyżej projekcji krajowych). Moc zainstalowana wyniesie 51 GW, co będzie stanowiło 25-procentowy wzrost w odniesieniu do stanu na koniec 2018 r. Moc łączna zainstalowana w odnawialnych źródłach energii, przy założeniu zaliczenia do OZE źródeł na biogaz oraz biomasę, wynosiłaby wówczas około 29 GW. Na wykresie 2 przedstawiono projekcję miksu w 2030 r. według scenariusza IRENA REmap 2030.

↘ Wykres 2. **Miks energetyczny Polski w perspektywie do 2030 r. wg scenariusza IRENA REmap 2030 (w proc.)**



Źródło: Fundacja Przyjazny Kraj (2018).

W tabeli 2 przedstawiono analizę SWOT dla projekcji miksu energetycznego Polski w perspektywie do 2030 r. wg scenariusza IRENA REmap 2030.

W projekcjach do 2050 r. prognozuje się (Fundacja Przyjazny Kraj, 2018), że zużycie węgla spadnie prawie do zera. Polska będzie podążała podobną ścieżką jak Niemcy, Belgia, Francja, Wielka Brytania.

Reasumując, przyszły polski miks energetyczny powinien być kształtowany na podstawie konkurencji cenowej z uwzględnieniem wymagań środowiskowych dotyczących zmian klimatycznych, kosztów transformacji systemu elektroenergetycznego, niestabilności pracy OZE i konieczności rozwoju magazynowania energii w celu uelastycznienia funkcjonowania sieci elektroenergetycznej z wykorzystaniem *smart grid*, której elementami składowymi są programy dla odbiorców końcowych oraz odpowiednie zarządzanie stroną popytowo-podażową (*Demand Side Management*).

↘ Tabela 2. Analiza SWOT dla miksu energetycznego Polski w perspektywie do 2030 r. wg scenariusza IRENA REmap 2030

Mocne strony ▪ nastawienie systemu elektroenergetycznego w kierunku gospodarki niskoemisyjnej, ▪ zrównoważony rozwój energetyki rozproszonej, ▪ ograniczenie w sezonie letnim szczytów zapotrzebowania na moc dzięki energii wytwarzanej przez instalacje fotowoltaiczne, ▪ zmniejszenie emisji związków toksycznych do atmosfery, ograniczenie występowania smogu, poprawa jakości powietrza.	**Słabe strony** ▪ poniesienie dodatkowych nakładów inwestycyjnych związanych z transformacją sektora wytwarzania energii, ▪ pojawienie się sezonowości wytworzenia energii (wietrzność oraz nasłonecznienie) – konieczność równoczesnego rozwoju magazynowania energii.
Szanse ▪ ograniczenie emisji dwutlenku węgla, ▪ ograniczenie kosztów krańcowych energii oraz strat przesyłu, ▪ rozwój narodowego przemysłu nowych technologii (m.in.: instalacje OZE, ogniwa paliwowe etc.).	**Zagrożenia** ▪ konieczność inwestycji w sieć przesyłową i dystrybucyjną, ▪ ryzyka techniczne związane z koniecznością szybkiego rozwoju magazynowania energii na terytorium Polski (rozwój sieci ciepłowniczych i systemu zaopatrzenia w ciepło).

Źródło: Fundacja Przyjazny Kraj (2018).

W ramach takich programów można zaproponować:

→ program „Mój magazyn" dla producentów energii odnawialnej, polegający na wsparciu stosowania magazynów energii przy każdej nowo powstałej instalacji OZE,

→ dynamiczne taryfy energii elektrycznej (dzięki czemu można kreować kształt krzywej zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym),

→ program wspierający rozwój energetyki prosumenckiej, a dokładniej – bezpośrednią odsprzedaż nadmiaru energii sąsiadom.

W kolejnych rozdziałach niniejszego opracowania prezentujemy kluczowe aspekty związane z transformacją gospodarki w kierunku niskoemisyjnym. Wzięliśmy pod uwagę niestabilność pracy OZE oraz sposoby ich bilansowania z uwzględnieniem zachodzących trendów rynkowych związanych z rozwojem: elektromobilności, perspektywicznych technik magazynowania energii, które są szczególnie istotne w aspekcie osiągnięcia neutralności klimatycznej w przyszłości przez Polskę, z uwagi na specyfikę polskich warunków gospodarczych, a także rozwoju *smart grid*.

Niestabilność OZE

W literaturze anglojęzycznej w odniesieniu do części odnawialnych źródeł energii stosuje się termin *Variable renewable energy* (VRE) (International Renewable Energy Agency, 2019). Są to odnawialne źródła energii, które odznaczają się brakiem elastyczności pracy (nie można szybko, na żądanie zwiększać i zmniejszać produkowanej przez nie energii). Ponadto do takich źródeł można zaliczyć wykorzystujące energię pływów, prądów oraz fal morskich.

Przeciwieństwem do wyżej wymienionych, niestabilnych źródeł są: energetyka wodna (wykorzystująca spiętrzenie poziomów rzek – tutaj występują jedynie zmiany sezonowe), biomasa lub geotermia, w przypadku których możliwe jest przewidzenie produkcji energii elektrycznej. Z tego powodu w dalszej części niniejszej sekcji źródła te zostaną pominięte.

Typowe charakterystyki techniczne OZE opartych na wietrze i słońcu

Parametrem, przy pomocy którego w prosty sposób można określić stabilność (lub niestabilność) każdego źródła energii jest współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej. Określa on procent czasu, w którym źródło pracowałoby z pełną mocą, gdyby całą jego produkcję energii podzielić przez moc zainstalowaną źródła oraz przez całkowity czas trwania pomiaru (np. przez jeden rok). Wartości tego współczynnika dla różnych turbin wiatrowych umiejscowionych w różnych regionach Polski, na różnych wysokościach zostały opublikowane w (Stąporek i Tauzowski, 2017).

W Polsce wartości współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej wynoszą od 19 do 50 proc. Wartości tego współczynnika są tym większe im wyżej turbina wiatrowa jest zainstalowana nad powierzchnią ziemi. Wartości współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej są nieco wyższe w Polsce północnej (19-50 proc.) niż w Polsce południowo-zachodniej (18-43 proc.).

Wartości współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej paneli fotowoltaicznych w Polsce są trudniej osiągalne z uwagi na mniejszą moc tych urządzeń w porównaniu do turbin wiatrowych. Porównywalne wartości nasłonecznienia do polskich można znaleźć na terenie Niemiec, w przypadku których dużo łatwiej jest uzyskać tego typu dane. Wartości współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej dla paneli fotowoltaicznych w tym kraju wynoszą: 11 proc. dla paneli PV mieszkaniowych na dachu, 11 proc. dla paneli PV komercyjnych na dachu i 11 proc. dla dużych paneli PV na ziemi (Strupczewski, 2015).

Koszty LCOE dla energetyki wiatrowej na lądzie w Polsce wynoszą 500 PLN/MWh, z kolei na morzu – 692 PLN/MWh. Koszty ponoszone przez system dla tych technologii wynoszą odpowiednio: 165 PLN/MWh i 162 PLN/MWh, natomiast koszty zewnętrzne (przy 113 PLN/t CO_2) – 3,8 PLN/MWh dla obu technologii. W przypadku paneli fotowoltaicznych koszty LCOE wynoszą 480 PLN/MWh, koszty ponoszone

przez system – 313 PLN/MWh, a koszty zewnętrzne – 46 PLN/MWh[1].

Dla zobrazowania niestabilności niektórych źródeł odnawialnych w aneksie 1 do niniejszego opracowania przedstawiliśmy wybrany fragment obliczeń na przykładzie małej, rozproszonej elektrowni wiatrowej i słonecznej. Obliczenia te powstały na potrzeby grantu Narodowego Centrum Nauki nr N N513 330938 (Kuta, Szabłowski, Milewski, 2012).

[1] Przeliczone według średniorocznego kursu dolara z NBP z 2015 r.

Sposoby bilansowania OZE

W rozdziale omówiliśmy sposoby integracji i bilansowania zmiennych OZE w systemie elektroenergetycznym Polski.

Magazynowanie energii jako wsparcie dla rozwoju OZE i EV oraz gospodarki niskoemisyjnej

Rozpowszechnienie magazynowania energii stanowi dodatkowy środek, który zapewnia elastyczność i bilansowanie energii pochodzącej ze zmiennych OZE.

Do głównych technologii wykorzystywanych obecnie na świecie przeznaczonych do magazynowania energii zaliczane są m.in.: elektrownie szczytowo-pompowe PHS (*Pumped Hydroelectric Energy Storage*), elektrownie typu CAES (*Compressed Air Energy Storage*), bateryjne zasobniki energii BES (*Battery Energy Storage*).

Pierwsze dwie technologie są bardzo dobrze rozwinięte i efektywne pod względem kosztów inwestycyjnych. Ostatnia z przedstawionych technologii jest z kolei najbardziej perspektywiczna. Wielkie nadzieje pokłada się również w magazynowaniu energii za pośrednictwem wodoru, jednakże sprawność magazynowania w tym przypadku jest znacząco niższa w porównaniu do technologii wymienionych powyżej, tzn. PHS, CAES czy też BES.

Elektrownie szczytowo-pompowe

Obecnie udział elektrowni szczytowo-pompowych stanowi około 96 proc. (IRENA, 2018) globalnych zdolności magazynowania energii elektrycznej. Na koniec 2017 r. (Manwaring, 2018) łączna moc zainstalowana w PHS wyniosła 160 GW. Układy PHS wykorzystywane są przede wszystkim do krótkoterminowego magazynowania energii na dużą skalę (dobowe) oraz średnioterminowego (do tygodnia) i długoterminowego (powyżej 1 miesiąca). Głównym zadaniem PHS jest wspieranie i uelastycznienie działania sieci elektroenergetycznej. Zdolność magazynowania energii w PHS wynosi 100 MW zwykle dla instalacji na małą skalę do blisko 3 GW w przypadku instalacji dużej skali. W Europie średnia wartość zdolności magazynowania energii w elektrowniach szczytowo-pompowych wynosi średnio ok. 300 MW. Dla Unii Europejskiej średnia wartość wolumenu energii zmagazynowanej wynosi blisko 3,5 TWh (Eurostat, 2017; Kougias, Szabó, 2017). Przy tego typu inwestycjach koszty bez gruntów wynoszą ponad 600 mln EUR, natomiast z gruntami koszt inwestycji wzrasta nawet do 1 mld EUR (European Court of Auditors, 2019) czyli ponad 3 tys. EUR/kW mocy zainstalowanej.

Niewątpliwą zaletą PHS jest wysoka sprawność konwersji i magazynowania energii, która wynosi około 85 proc. Główną barierą przy rozwoju konwencjonalnego PHS są ograniczenia geologiczne (Karhinen, Huuki, 2019), m.in. różnica wysokości między dolnym a górnym zbiornikiem: im większa, tym więcej energii można zmagazynować w tej samej objętości, tym samym gęstość energii jest zależna od wysokości słupa wody.

W perspektywie do 2030 r. oczekuje się istotnego rozwoju układów PHS, ponad 10-krotnego wzrostu mocy zainstalowanej w elektrowniach szczytowo-pompowych na rynku,

do poziomu ponad 2,3 TWh. Zgodnie z danymi przedstawionymi przez IRENA (2017) do 2030 r. PHS będzie stanowiło ok. 50 proc. na globalnym rynku magazynowania energii.

Układy wykorzystujące sprężone powietrze

Kolejnym układem przeznaczonym do magazynowania krótkoterminowego (do 24 godzin) oraz średnioterminowego (do 1 tygodnia) na dużą skalę są **układy wykorzystujące sprężone powietrze (CAES)**. Obecnie nie są one tak rozpowszechnioną techniką magazynowania energii jak układy PHS z uwagi na wyższe koszty inwestycyjne, które dla dużej instalacji CAES wahają się w zależności od tego czy wykorzystano zbiornik naturalny czy też tworzony jest sztuczny –od 400 do 800 USD/kWh. Na świecie funkcjonują tylko dwie instalacje CAES dużej mocy, są nimi McIntosh o mocy elektrycznej 110 MWe (w USA w stanie Alabama) oraz instalacja Huntorf o mocy elektrycznej 321 MWe (znajduje się w Niemczech)[2] (Kaldemeyer, Boysen, Tuschy, 2016; Magnum Development, 2019). Instalacje CAES mają niższą sprawność niż PHS, w diabatycznych (układ diabatyczny wykorzystuje dodatkowe paliwo w trakcie rozładowywania) CAES sprawność przechowywania z wymianą energii w postaci ciepła z otoczeniem wynosi do około 54 proc. (Wang i in., 2017; Meng i in., 2019). Jako przykład może posłużyć układ CAES w McIntosh w USA o mocy 110 MWe. W przypadku instalacji adiabatycznych (w układzie adiabatycznym ciepło z procesu sprężania jest magazynowane a następnie wykorzystywane w trakcie rozładowywania magazynu) sprawność przechowywania energii może przekroczyć 70 proc., jest ona jednak wciąż znacząco niższa niż PHS.

Obecnie istniejące (i nowo pozyskiwane) w Polsce kawerny solne są wykorzystywane do magazynowania gazu ziemnego z uwagi na większą opłacalność takiego ich wykorzystania. W związku z postępującym globalnym ociepleniem może okazać się, że wykorzystanie gazu ziemnego (i innych paliw kopalnych) ulegnie zmniejszeniu. W takiej sytuacji obecnie dostępne kawerny solne będą mogły być wykorzystane do magazynowania odnawialnej energii elektrycznej przy pomocy sprężonego powietrza. Główną barierą przy rozwoju CAES są ograniczenia związane z występowaniem naturalnych zbiorników (Milewski, Badyda, Szabłowski, 2016) takich jak m.in.: wyrobiska kopalni solnych, kawerny solne, warstwy wodonośne czy też kopalnie wapienia. Koszty budowy sztucznych zbiorników do tworzenia magazynów CAES są znacząco wyższej niż adaptacja istniejących tworów geologicznych do tego celu.

Ogniwa elektrochemiczne (akumulatory)

Ogniwa elektrochemiczne (BES) są obecnie jedną z najintensywniej rozwijanych technik magazynowania energii. Na rynku głównie występują ogniwa: kwasowo-ołowiowe (*Lead Acid battery*), niklowo-wodorkowe Ni-MH (*Nickel-Metal Hydride battery*) oraz litowo-jonowe Li-Ion (*Lithium-Ion battery*)[3].

Ogniwa kwasowo-ołowiowe wykorzystywane są obecnie jako akumulatory rozruchowe w pojazdach z silnikami spalania wewnętrznego oraz pojazdach tzw. *microhybrid* z funkcją Start&Stop. Zaletą tego typu ogniw jest wysoki udział produktu, który można poddać recyklingowi, wynoszący do około 99 proc. (European Parliament and Council of the European Union, 2006).

[2] Warto także nadmienić, że planowana jest budowa układu CAES o mocy 1 GW przez Western Energy HUB w stanie Utah w USA

[3] Zastąpiły one ogniwa niklowo-kadmowe (*Nickel-Cadmium battery*) ze względu na wysoką toksyczność kadmu.

Kolejnym typem ogniw elektrochemicznych są akumulatory niklowo-wodorkowe (Ni-MH), stosowane w napędach pojazdów hybrydowych pierwszej generacji, m.in.: Toyota Prius.

Najintensywniej rozwijanymi obecnie ogniwami są akumulatory litowo-jonowe (Li-Ion), obecnie stosowane głównie przy magazynowaniu krótkoterminowym (dobowym) energii elektrycznej, w elektronice, a także transporcie, m.in. we wszystkich pojazdach elektrycznych koncernów: BMW Group (SAIL Corp, 2017; BMW, 2018), Volkswagen Group (Volkswagen Group, 2019), TESLA (TESLA, 2019a), Fiat Chrysler Automobiles (FCA), PSA Groupe, Toyota Group (Toyota Group, 2019), Nissan Motor Company (Nissan Motor Company, 2019), Volvo AB, a także KIA Motors. Akumulatory tego typu mają wysoką gęstość energii (ponad 200 Wh/kg) oraz sprawność maksymalną do 97 proc., żywotność do około 10 tys. cykli pracy (ładowanie/rozładowanie). Istotnym problemem kosztowym jest surowiec stosowany do produkcji katod ogniw litowo-jonowych (Tsiropoulos, Tarvydas, Lebedeva, 2018): nikiel, grafit, lit, aluminium oraz kobalt. Najdroższym z surowców, który kształtuje cenę ogniw Li-Ion, jest kobalt. Jego cena w 2018 r. wynosiła ponad 70 tys. USD/t (Tsiropoulos, Tarvydas, Lebedeva, 2018), co stanowi do 60 proc. kosztów całego ogniwa. Producenci ogniw, m.in.: LG Chem, CATL, SERI SK Innovation po 2025 r. planują zwiększyć wykorzystanie tańszych surowców do produkcji katod ogniw Li-Ion zamiast kobaltu, m.in. aluminium oraz niklu.

W perspektywie do 2050 r. (Goldie-Scot, 2019) szacuje się spadek ceny ogniw Li-Ion poniżej 70 USD/kWh. Należy także dodać, że do 2028 r. (Tsiropoulos, Tarvydas, Lebedeva, 2018; Benchmark Mineral Intelligenece, 2019) estymowany jest udział Li-Ion na rynku na poziomie powyżej 1,5 TWh, z czego blisko 1 TWh to szeroko rozumiany transport, w tym pojazdy elektryczne, natomiast pozostałą część rynku będą stanowić elektronika oraz stacjonarne magazynowanie energii. W perspektywie do 2040 r. (Tsiropoulos, Tarvydas, Lebedeva, 2018) przewiduje się obecność około 600 milionów pojazdów elektrycznych na globalnym rynku. Wyeksploatowane ogniwa Li-Ion będą sukcesywnie przesuwane z sektora transportu do zastosowań stacjonarnych przy magazynowaniu energii, co w perspektywie do 2040 r. może stanowić ponad 1,2 TWh. Ogniwa litowo-jonowe w porównaniu do ogniw kwasowo-ołowiowych mają niższą recyklowalność (obecnie wynosi do 80 proc.).

Wodór

Przykładem surowca przemysłowego i energetycznego, który głównie przeznacza się do magazynowania średnioterminowego oraz długoterminowego, przeważnie w celach uelastycznienia działania sieci elektroenergetycznej jest **wodór (H_2)**. Zastosowanie H_2 daje alternatywę dla rozwoju tzw. „gospodarki wodorowej", która umożliwia ograniczenie a w dłuższej perspektywie także całkowite odejście od wykorzystania paliw kopalnych na rzecz wysoko sprawnych rozwiązań zeroemisyjnych przetwarzania energii. Wykorzystując technologie umożliwiającą przekształcenie energii elektrycznej w paliwo gazowe, tzw. *Power-to-Gas*, m.in. przez zastosowanie elektrolizerów pary wodnej możliwe jest wytworzenie wodoru bez śladu węglowego w przypadku ich zasilania z odnawialnych źródeł energii.

Wodór zwykle jest magazynowany metodą wysokociśnieniową z wykorzystaniem odpowiednich zbiorników, np. kompozytowych o ciśnieniu operacyjnym od 20 MPa do 70 MPa. Zbiorniki są stosowane zarówno w transporcie, jak i układach stacjonarnych.

Magazynowanie H_2 jest możliwe także przez wzbogacanie gazu ziemnego (*hydrogen-enriched natural gas*) od 5 proc. do 20 proc. Efektem takiego rozwiązania jest zwiększenie kaloryczności paliwa przesyłanego w instalacji gazowej.

Przetworzenie H_2 w energię elektryczną bądź energię elektryczną oraz ciepło jest możliwe dzięki wykorzystaniu w ogniwach paliwowych czystego wodoru bądź też zmieszanie czystego wodoru z metanem lub w klasycznym procesie spalania. Wytworzona para wodna stanowi jedyny produkt zachodzących reakcji.

Należy podkreślić, że koszty wytworzenia wodoru w instalacjach *Power-to-Gas* wynoszą od 4 EUR/kg do 10 EUR/kg (Weidner i in., 2018), co odpowiednio stanowi koszt 0,10-0,25 EUR/kWh. Przedział ten jest uzależniony od struktury oraz wielkości układu. Zgodnie z projekcjami IRENA do 2050 r. (IRENA, 2019a) aż 8 proc. w końcowym zużyciu energii na świecie ma stanowić wodór przetwarzany z odnawialnych źródeł energii, będzie to stanowiło 19 eksa Jouli (1 EJ=10^{18} J).

Odrębnym zagadnieniem, istotnym z punktu widzenia potrzeb energetycznych, jest magazynowanie ciepła. Poniżej opisano dwa sposoby.

Magazynowanie ciepła

Zastosowanie magazynowania ciepła (*Thermal Energy Storage*) występuje głównie w miejscach, w których czas produkcji ciepła nie pokrywa się z zapotrzebowaniem na ciepło. Magazynowanie TES jest rozpowszechnioną technologią, szczególnym przypadkiem są tutaj zbiorniki akumulujące ciepłą wodę (magazynowanie rozproszone), które są elementem stosowanym w domowych układach ciepłej wody użytkowej (CWU) i centralnego ogrzewania (CO). Układy tego typu są zwykle ogrzewane za pomocą kotłów zasilanych gazem ziemnym, biogazem, olejem opałowym, ekogroszkiem, drewnem, a w starszych instalacjach – węglem. Obecnie perspektywicznym rozwiązaniem są kolektory słoneczne, które zasilają układy tego typu. Coraz popularniejsze są także instalacje fotowoltaiczne wykorzystywane do podgrzewania CWU, zasilania pieców akumulacyjnych, a także mat grzejnych w ogrzewaniu podłogowym przez cały rok.

Najczęściej spotykanym sposobem krótkoterminowego magazynowania ciepła w sieciach ciepłowniczych jest użycie akumulacyjności sieci, tzw. magazynowanie ciepła w złodzie. Instalacje wykorzystywane do magazynowania ciepła są zwykle budowane w pobliżu konwencjonalnych elektrociepłowni. Umożliwiają przetworzenie energii elektrycznej przy zmniejszonym zapotrzebowaniu na ciepło. Ponadto są także stosowane w połączeniu z ciepłowniami słonecznymi. Koszty inwestycyjne dla magazynów ciepła wahają się od 100 USD/kW do 400 USD/kW mocy zainstalowanej oraz od 3 USD/kWh do ponad 120 USD/kWh. Przedział wynika z rodzaju zastosowanej technologii przy uwzględnieniu m.in. warunków geologicznych. W przypadku naturalnych warunków geologicznych koszty są dużo niższe niż w przypadku zbiorników sztucznych. Sprawność instalacji TES wykorzystujących wodę wynosi od 50 proc. nawet do 90 proc. (Kwestarz, 2016; Dincer, Ezan, 2018).

W perspektywie do 2025 r. (Grand View Research, 2017) oczekuje się blisko trzykrotnego wzrostu udziału TES w odniesieniu do 2017 r. na globalnym rynku do blisko 10 GW mocy zainstalowanej.

Wśród technologii TES wyróżnia się **materiały zmiennofazowe PCM (*Phase Change Materials*)**, które są w stanie magazynować ciepło dobowo. Materiały PCM to substancje bądź mieszaniny substancji, które wykazują przejście fazowe w zadanym przedziale temperatur. Materiały te są w stanie odwracalnie zmagazynować lub też oddać energię cieplną ulegając przemianie fazowej. Warto podkreślić, że temperatura materiału zmiennofazowego podlegającego przemianie fazowej pozostaje stała aż do czasu zakończenia tej przemiany. Głównymi materiałami zmiennofazowymi są: parafiny, hydraty soli, a także metale o niskiej temperaturze topnienia. Materiały zmiennofazowe znalazły zastosowanie m.in. w budownictwie jako materiały

konstrukcyjne – panele bądź domieszki do betonów lub cementów, transporcie jako wkłady termiczne przy przewozie substancji chemicznych, elektronice przemysłowej jako konstrukcje obudów zapewniających stabilizację temperatury układu elektronicznego, a także w turystyce jako wkłady termiczne do czasowego ogrzewania ludzkiego ciała.

Koszt materiałów zmiennofazowych wynosi około 7 USD/kg co w przeliczeniu na kWh daje ponad 210 USD/kWh. Żywotność materiałów zmiennofazowych wynosi ponad 1 mln cykli natomiast sprawność cyklu – do 97 proc. Obecnie główną barierą powszechnego wykorzystywania materiałów zmiennofazowych są wysokie koszty inwestycyjne wahające się od 1 000 USD/kW do blisko 4 000 USD/kW przy przeliczeniu z ekwiwalentu ciepła.

W perspektywie do 2022 r. (Global Info Research, 2019) oczekuje się wzrostu udziału na globalnym rynku do ponad 2,5 GW mocy zainstalowanej, natomiast do 2024 r. do blisko 3,3 GW instalacji wykorzystujących materiały zmiennofazowe oraz skoncentrowaną energię słoneczną.

Zwiększenie elastyczności źródeł konwencjonalnych

W systemie elektroenergetycznym, który charakteryzuje się większym udziałem zmiennych OZE, wzrasta zapotrzebowanie na elastyczne źródła konwencjonalne. W takim systemie wzrasta również konieczność szybkiego reagowania na zmiany związane ze zmiennym wytwarzaniem oraz zapotrzebowaniem na energię. W tym kontekście bardzo istotne jest zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego, w szczególności zmiennego obciążenia w podstawie *obciążenia rezydualnego*, które oznacza różnicę pomiędzy całkowitym popytem oraz podażą energii pochodzącej ze zmiennych OZE w tym czasie. Zwiększenie elastyczności można osiągnąć na skutek zwiększenia operacyjnej elastyczności źródeł konwencjonalnych, rozszerzając zakres możliwości skokowej zmiany produkcji (zwiększania oraz zmniejszania produkcji), a także ograniczając minima techniczne (Forum Energii, 2017).

Na przestrzeni najbliższych 20 lat Polskie Sieci Elektroenergetyczne prognozują (Forum Energii, 2017; Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2018), że z systemu elektroenergetycznego wycofanych może zostać od 16 do 32 GW zainstalowanych mocy wytwórczych, przy jednoczesnych planach budowy mocy na poziomie około 10 GW. Widoczne jest zatem na horyzoncie ryzyko związane z deficytem mocy na poziomie 3,5 GW w 2025 r. Taki scenariusz może skutkować przerwami w dostawach energii i wprowadzeniem odpowiednich stopni zasilania, podobnych do tych, które wystąpiły w Polsce w sierpniu 2015 r.

Biorąc pod uwagę polskie potrzeby, wysoki potencjał cechuje w tym kontekście instalacje kogeneracyjne (*Combined Heat and Power*), które w procesie skojarzonym wytwarzają energię elektryczną i ciepło, zwykle na potrzeby sieci ciepłowniczych. Układy kogeneracyjne mogłyby być zatem zaadaptowane na skutek modernizacji, tak aby pełniły rolę elastycznych elektrociepłowni. W perspektywie do 2030 r. takie rozwiązania stanowiłyby od 4 GW do 8 GW nowych, zainstalowanych mocy wytwórczych (Forum Energii, 2017). W zależności od zapotrzebowania rynkowego i z uwzględnieniem produkcji z OZE układy kogeneracyjne mogą być aktywnym elementem pozwalającym na adaptację elektrowni konwencjonalnych do wprowadzenia zmian w systemie elektroenergetycznym. Przykładem kraju, który wprowadził podobne rozwiązanie jest Dania (Forum Energii, 2017). Rozwiązanie duńskie koncentrowało się głównie na obniżeniu minimum technologicznego bloków, rozszerzeniu

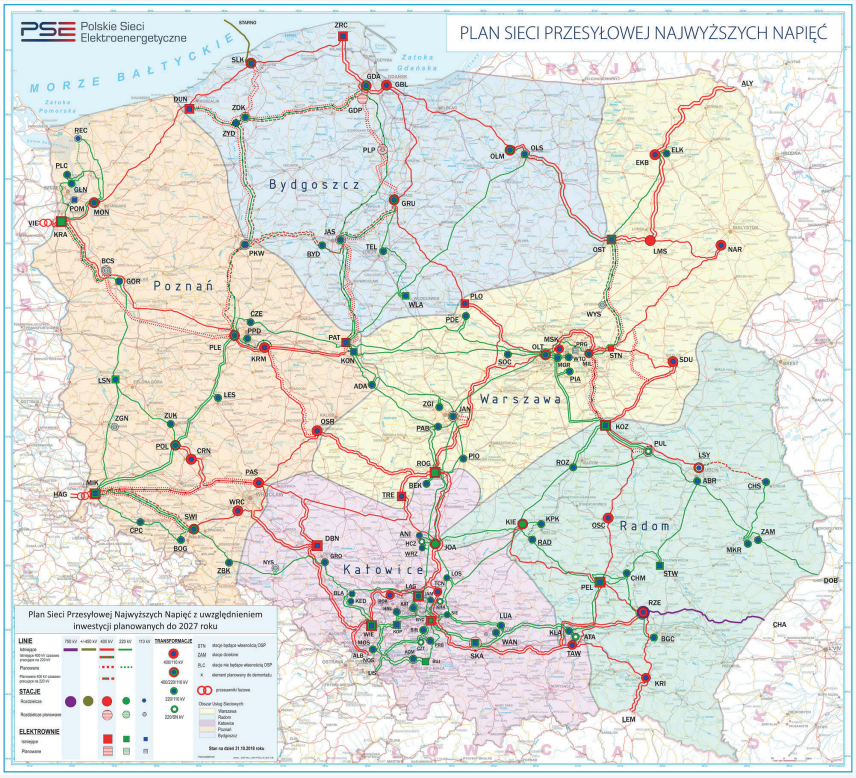
możliwości szybkiego zwiększania obciążenia oraz skracania czasu niezbędnego do rozruchu bloków węglowych. W Niemczech, w elektrowni Neurath na węgiel brunatny, przez unowocześnienie układu sterowania oraz istotnych elementów, takich jak kocioł, kondensator i chłodnia kominowa uzyskano obniżenie minimum technicznego o 25 proc., co przyspieszyło zdolność zwiększenia obciążenia z 6 MW/min do 12 MW/min. Podobne rozwiązania mogą być stosowane w Polsce.

Modyfikacje wewnątrz systemu elektroenergetycznego

Rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowych

Jedną z metod integracji zmiennych OZE jest rozbudowa oraz modernizacja sieci przesyłowych, która zwykle stanowi pierwszy krok do stworzenia w systemie elektroenergetycznym przestrzeni dla źródeł energii odnawialnej. Polskie sieci elektroenergetyczne (PSE) są operatorem sieci

↘ **Rysunek 1. Plan sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć z uwzględnieniem inwestycji do 2027 r.**



Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2018).

przesyłowej i wspólnie z operatorami sieci dystrybucyjnych (OSD), m.in.: Energa Operator S.A., Enea Operator Sp. z o.o., Tauron Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. oraz INNOGY STOEN Operator Sp. z o.o. stanowią kluczowe podmioty odpowiedzialne za modernizacje oraz utrzymanie działania sieci elektroenergetycznych. Obecnie, średnia wieku sieci OSD wynosi około 30 lat, podobnie jest w przypadku sieci przesyłowych. Szacowane nakłady inwestycyjne przez PSE do 2025 r. wynoszą około 3 mld EUR dla sieci przesyłowych. W latach 2014-2019 OSD przeznaczyło na rozwój sieci elektroenergetycznych ponad 42 mld PLN (Forum Energii, 2017). Na rysunku 1 zaprezentowano plan rozwoju sieci przesyłowych do roku 2027.

Integracja z rynkami sąsiednimi (połączenia transgraniczne)

Połączenia transgraniczne w związku z powiązaniem sieci elektroenergetycznych i rynków są kolejnym z elementów równoważenia popytu i podaży, a także możliwości bilansowania energii pochodzącej ze zmiennych OZE. Obecnie Polska jest połączona z siedmioma krajami sąsiednimi (Niemcami, Czechami, Słowacją, Ukrainą, Białorusią, Litwą oraz Szwecją, co zaprezentowano na rysunku 2) liniami transgranicznymi o mocy około 10 GW, z czego 6,5 GW stanowią połączenia z krajami Unii Europejskiej.

Ważnym dla Polski jest rozwój regionalnej współpracy w ramach m.in. Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP). BEMIP będzie realizowany w pierwszej kolejności przez synchronizację systemów elektroenergetycznych krajów nadbałtyckich z systemem unijnym, ale także przez zbadanie potencjału rozwoju energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim (Forum Energii, 2017).

Wpływ na zachowanie odbiorców

Wsparcie elastyczności popytu może być częściowo realizowane przez rozwój elektromobilności na terytorium Polski, który jest tożsamy z rozwojem *smart grid* oraz wsparciem dla rosnącego udziału zmiennych OZE w systemie w drodze rozwoju infrastruktury AMI (*Advanced Meter Infrastructure*), która zakłada m.in. wymianę 80 proc. liczników energii na liczniki inteligentne u odbiorców końcowych (European Union, 2009). Sprzężenie zwrotne z siecią elektroenergetyczną przez linie wysokiego napięcia, a także samobilansowanie obszarowe, które ma kluczowe znaczenie przy zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną.

System AMI to inteligentne opomiarowanie, które pozwala na dwukierunkowy przepływ informacji między inteligentnym licznikiem energii elektrycznej, który zainstalowany jest u odbiorcy oraz centralnym systemem informatycznym, który znajduje się u operatora sieci dystrybucyjnej. System AMI umożliwia regularne odczyty zużycia mediów, m.in. energii, a także monitorowanie działania sieci elektroenergetycznej. Najczęściej spotykanymi elementami składowymi systemu centralnego AMI są baza danych oraz aplikacja realizująca podstawowe funkcje pomiarowe i jednocześnie sterująca licznikami zdalnego odczytu AMR (*Automated Meter Management*). W systemie występują także aplikacje nadrzędne MDM (*Meter Data Management*), które dostarczają funkcjonalności wspierających importowanie, analizowanie, walidację, przechowywanie, korektę, szacowanie, agregowanie oraz publikację danych pomiarowych na profilu odbiorcy w systemie operatora (Transition Technologies, 2019). W gospodarstwach domowych wykorzystujących

↘ Rysunek 2. Połączenia transgraniczne

Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2019b).

lokalne sieci HAN (*Home Area Network*) oraz urządzenia do zarządzania zużyciem energii możliwe jest inteligentne i optymalne zużycie energii elektrycznej z punktu widzenia integracji niestabilnych zmiennych OZE z siecią elektroenergetyczną. Obecnie w Polsce firma Energa przystąpiła do rozwoju systemów AMI, wymieniono i zainstalowno około 1 miliona liczników energii elektrycznej zdalnego odczytu (*Smart Meter*). W przyszłości *smart metering*

obejmie liczniki ciepła (dżulomierze) oraz liczniki zużycia wody (wodomierze). Domowa sieć HAN może obejmować: wyświetlacze domowe IHD (*In Home Display*, domowe wyświetlacze zużycia mediów), sterowniki obciążenia, a także domowe urządzenia zdolne do automatycznego reagowania na sygnały ze strony popytowej DSM (*Demand Side Management*, zarządzanie stroną popytową). Konkludując, najodpowiedniejsze wykorzystanie sieci HAN ma miejsce wtedy, gdy jest ona elementem integralnym sieci inteligentnego budynku, wówczas DSM może kształtować u odbiorców energii elektrycznych odpowiednie nawyki w celu racjonalnego zużycia energii. Oczekiwanym efektem DSM powinno być wyrównanie zapotrzebowania na moc z KSE w odniesieniu do określonego przedziału czasu, np.: dnia, tygodnia, miesiąca etc.

Bezpośrednio z DSM powiązane jest DSR (*Demand Side Response*, aktywna odpowiedź odbiorców na sygnały cenowe). Zastosowanie DSM lub DSR wymaga użycia odpowiednich narzędzi w postaci bodźców, które kształtują zachowania odbiorców. Takim przykładem są dynamiczne taryfy, w których cena za kWh kształtować się może praktycznie *on-line*, co 15–20 minut.

Efektem stosowania DSM i DSR mogą być realne oszczędności przy zużyciu energii przez odbiorcę, szczególnie w sytuacjach, gdyby cena energii elektrycznej wahała się kilkukrotnie (tzn. od kilkudziesięciu groszy/kWh do kilku złotych/kWh). Warto dodać, że odbiorca w takim systemie mógłby sam decydować ile zaoszczędzi w przypadku wystąpienia taryfy dynamicznej.

Czasami oszczędności u odbiorcy końcowego wiązałyby się ze zmianą jego przyzwyczajeń przy zużyciu energii, np. włączania urządzeń AGD (pralki, zmywarki) w godzinach nocnych. Sygnały cenowe są dostarczane do odbiorcy w czasie rzeczywistym.

Bodźcami, które mogą wpływać na zachowanie odbiorcy są także: RTP (*Real Time dynamic Pricing*), CPP (*Critical Peak Pricing*), CPR (*Critical Peak Rabate*), ToU (*Time of Use pricing*). RTP to usługa świadczona zwykle przez OSD lub sprzedawcę energii elektrycznej, która polega na oferowaniu zmiennych cen za energię elektryczną w zależności od zmian cen na rynku hurtowym (energia wyceniana jest np. co 15 minut i podawana odbiorcy na liczniku zdalnego odczytu lub wyświetlana na IHD). CPP to usługa zwykle oferowana przez dystrybutora energii, która charakteryzuje się wielokrotnie wyższymi cenami energii elektrycznej w szczycie przedpołudniowym oraz wieczornym. Celem stosowania CPP jest spłaszczenie krzywej zużycia energii elektrycznej w szczycie. CPR natomiast ma na celu obniżenie ceny energii dla odbiorcy końcowego poza szczytem (w zamian za niezużywanie energii podczas szczytowego zapotrzebowania na moc). Kolejną usługą jest ToU, zwykle oferowana przez sprzedawcę energii, która polega na rozliczaniu się z odbiorcą na podstawie zmiennych cen energii w danym okresie (godzina, pora dnia, dzień tygodnia, miesiąc bądź pora roku).

Zachęta cenowa dla odbiorców i udział w DSR przez zastosowanie narzędzi i mechanizmów cenowych, które przedstawiliśmy wyżej, może przyczynić się do podniesienia elastyczności systemu elektroenergetycznego oraz ciepłowniczego, a także wodnego. DSR jest wykorzystywane m.in.: w USA (Kalifornia, Oregon), Danii, Francji, Wielkiej Brytanii, a także Belgii (Forum Energii, 2017). Rozpowszechnienie DSR wśród odbiorców mogłoby pozytywnie wpłynąć na złagodzenie letnich szczytów zapotrzebowania na moc w sytuacjach, gdy część elektrowni jest wyłączona, a także zimą, gdy popyt na energię wzrasta. Krótkoterminowy potencjał zarządzania stroną popytową w realiach polskich jest szacowany na ponad 1 GW, co stanowi około 5 proc. obciążenia w szczycie.

W Polsce obecnie realizowane są takie inicjatywy, jak program DSR, który jest koordynowany przez PSE. Uczestnicy programu mogą składać oferty, gdy PSE chce ograniczyć popyt i złagodzić tym samym obciążenie KSE, np. w szczytach zapotrzebowania na moc. Obecnie potencjał mechanizmu jest niewielki (ok. 400 MW) jednak bardzo ważne jest jego zintegrowanie z rynkiem bilansującym oraz rynkiem dnia bieżącego, które są rynkami krótkoterminowymi. W przyszłości pozwoli to na zdecydowane obniżenie kosztów funkcjonowania rynków krótkoterminowych.

Pojazd elektryczny oraz OZE jako dopełnienie *smart grid*

W niniejszej sekcji przedstawiliśmy symulację obciążenia polskiego systemu elektroenergetycznego na skutek ładowania 600 tys. samochodów elektrycznych. W tym celu przebadaliśmy dwa przypadki: w sytuacji braku ingerencji państwa w zachowanie użytkowników samochodów elektrycznych i z wprowadzeniem zmiennych cen energii elektrycznej.

Do celów symulacji dane o obciążeniu polskiego systemu elektroenergetycznego zostały pobrane ze strony PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2017).

W celu rozróżnienia zmian obciążenia KSE w ciągu roku w analizie wyróżniliśmy 4 podstawowe rodzaje obciążenia: letni i zimowy dzień roboczy oraz letni i zimowy dzień wolny.

Oprócz wymienionych powyżej do analizy zastosowaliśmy również wybrane dane statystyczne. Z uwagi na brak danych na temat mobilności Polaków wykorzystano dane dla Wielkiej Brytanii i Niemiec. Założono, że zachowania kierowców w tych krajach są zbliżone do polskich (w przeciwieństwie np. do USA).

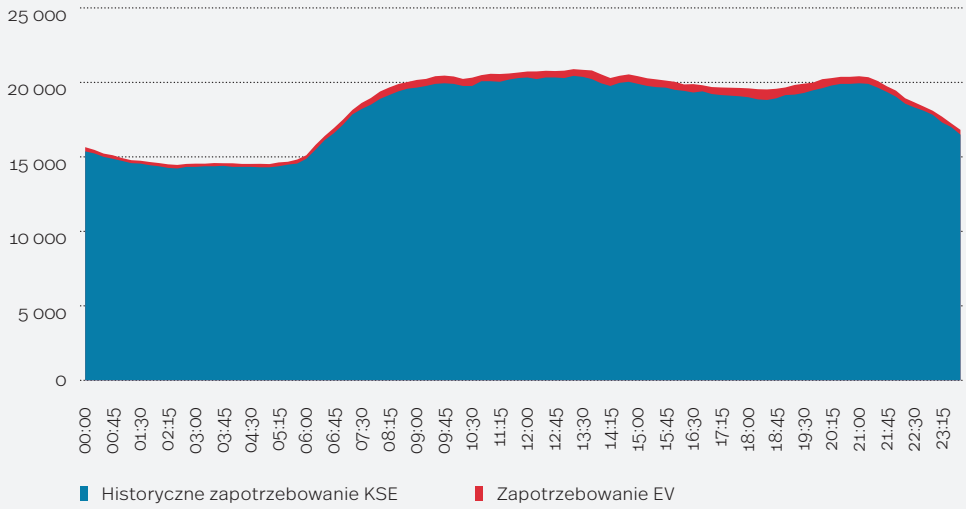
Wyniki symulacji bez zachęt cenowych

Dodatkowe zapotrzebowanie na moc w KSE jest trochę przesunięte w stosunku do czasu podróży. Sezon zimowy odznacza się większym zapotrzebowaniem na moc z uwagi na większe zużycie prądu przez samochody elektryczne. W wyniku mniejszej liczby podróży w dni wolne w tym czasie mamy do czynienia z mniejszym dodatkowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną.

Średnia moc potrzebna do ładowania samochodów elektrycznych wynosi 329 MW w dni robocze i 259 MW w dni wolne. Jednakże wartości chwilowe tego zapotrzebowania mogą się znacząco różnić. Przy zerowym udziale aut czysto elektrycznych (*Battery Electric Vehicle*, BEV) w całkowitej liczbie aut elektrycznych (oznacza to 100 proc. aut *Plug-in Hybrid*, PHEV) maksymalne zapotrzebowanie na moc wynosi 660 MW zimą i 600 MW latem. Z kolei dla 100 proc. udziału samochodów czysto bateryjnych zapotrzebowanie to wzrasta do 900 MW zimą i 720 MW latem.

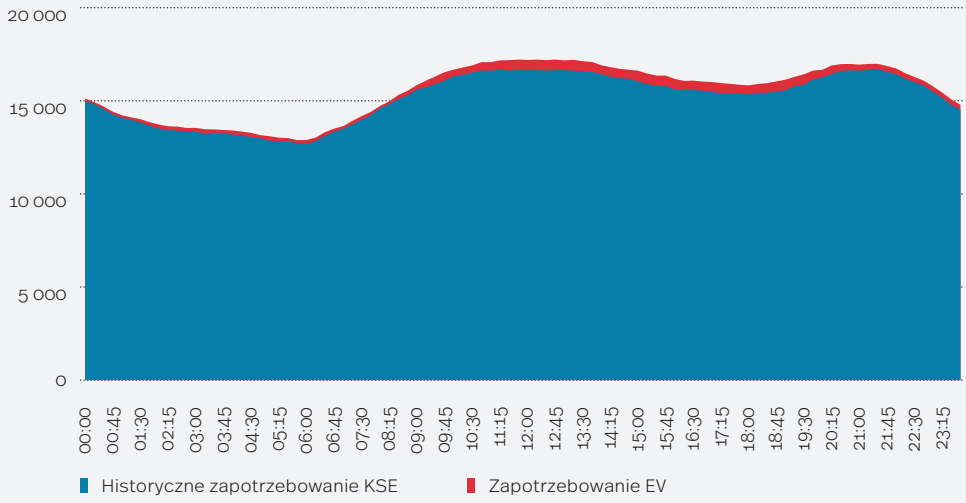
Moc potrzebna do ładowania samochodów elektrycznych na tle całkowitego zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w okresie letnim pokazano na wykresie 3 i wykresie 4. Można zauważyć, że zapotrzebowanie do ładowania samochodów elektrycznych stanowi niewielki udział całkowitego zapotrzebowania: maksymalnie 3,4 proc. w dni robocze i 3,1 proc. w dni wolne. Dla okresu zimowego możemy zaobserwować bardzo podobny trend, co przedstawiono na wykresie 5 i wykresie 6.

↘ Wykres 3. Krzywa zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i prognozowane zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych w letni dzień roboczy (przypadek bez zachęt cenowych, w MW)



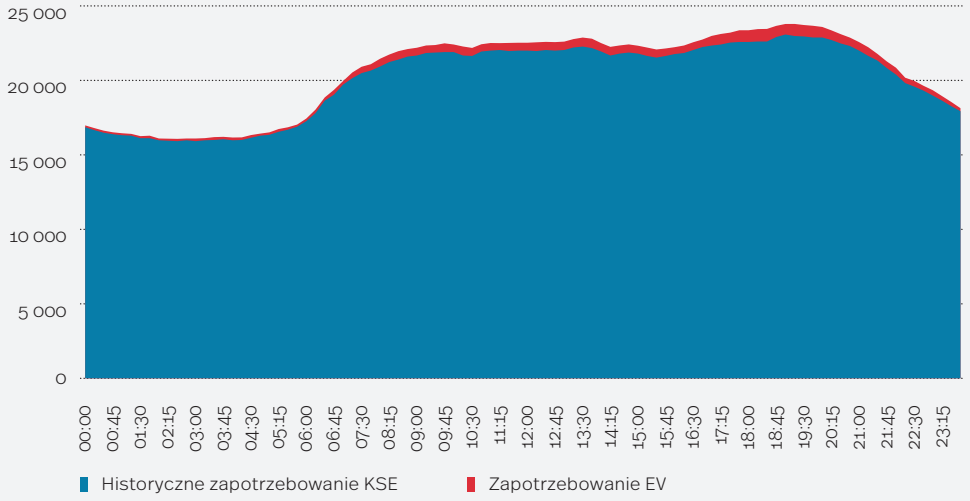
Źródło: opracowanie własne autorów na podstawie danych PSE.

↘ Wykres 4. Krzywa zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i prognozowane zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych w letni dzień wolny (przypadek bez zachęt cenowych, w MW)



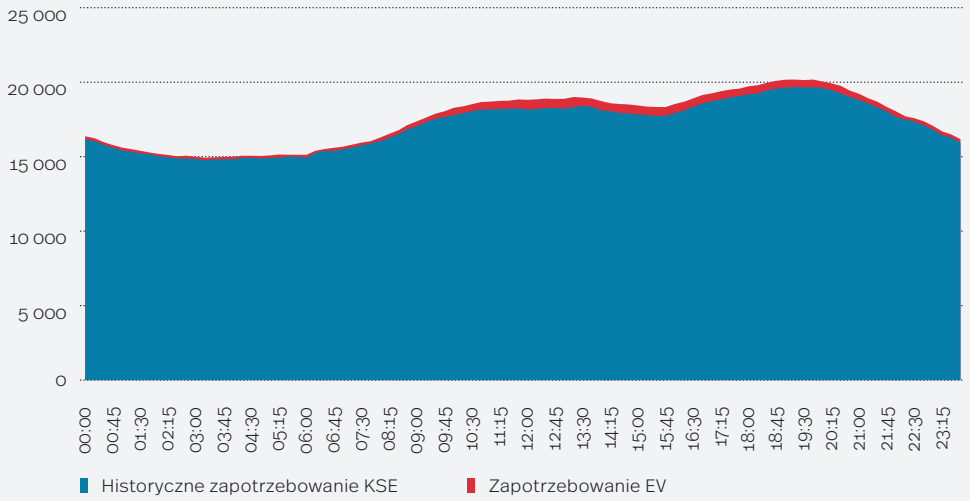
Źródło: opracowanie własne autorów na podstawie danych PSE.

↘ Wykres 5. Krzywa zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i prognozowane zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych w zimowy dzień roboczy (przypadek bez zachęt cenowych, w MW)



Źródło: opracowanie własne autorów na podstawie danych PSE.

↘ Wykres 6. Krzywa zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i prognozowane zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych w zimowy dzień wolny (przypadek bez zachęt cenowych, w MW)



Źródło: opracowanie własne autorów na podstawie danych PSE.

W ramach przedstawionego modelu obliczyliśmy również roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z ładowania 600 tys. samochodów elektrycznych w warunkach polskich. Zapotrzebowanie to wynosi 2,65 TWh.

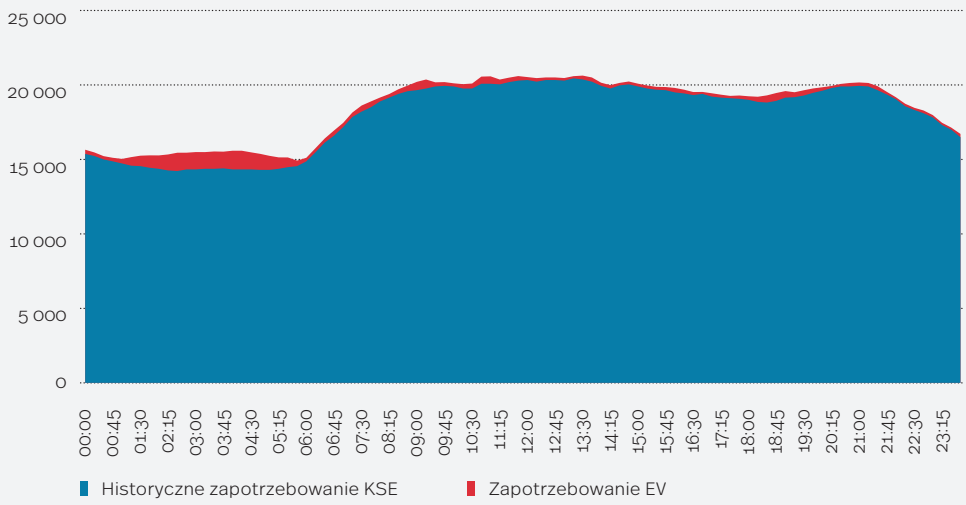
Wyniki symulacji uwzględniającej zastosowanie zachęt cenowych

Po zastosowaniu zachęt cenowych (niższa cena energii elektrycznej w dolinach zapotrzebowania w KSE) do ładowania samochodów elektrycznych w trakcie niskiego zapotrzebowania na energię w KSE odnotowaliśmy znaczną zmianę jakościową w stosunku do modelu nieuwzględniającego ingerencji w zachowania użytkowników.

Dla tego przypadku zaobserwowaliśmy zwiększenie maksymalnego zapotrzebowania na moc do ładowania samochodów elektrycznych. Wynika to głownie z przesunięcia czasu ładowania w kierunku dawnych dolin zapotrzebowania w KSE (z uwagi na niższe ceny energii). Maksymalne zapotrzebowanie wzrosło dwukrotnie.

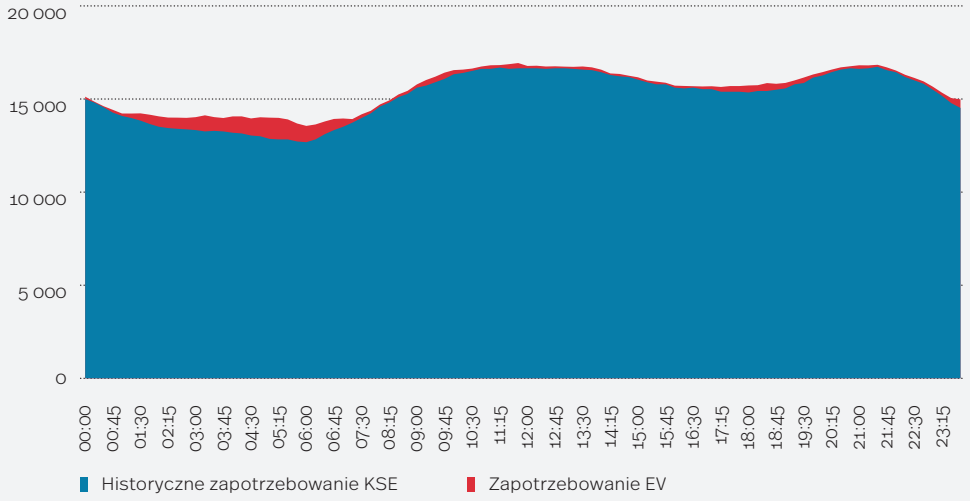
W godzinach szczytu, z uwagi na wyższe ceny energii, zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych jest znacząco niższe i znacznie bardziej nieregularne niż w poprzedniej symulacji. Jest to spowodowane ładowaniem w sytuacjach awaryjnych – gdy ceny energii nie mają dużego znaczenia.

↘ Wykres 7. **Krzywa zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i prognozowane zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych w letni dzień roboczy (przypadek z uwzględnieniem zachęt cenowych, w MW)**



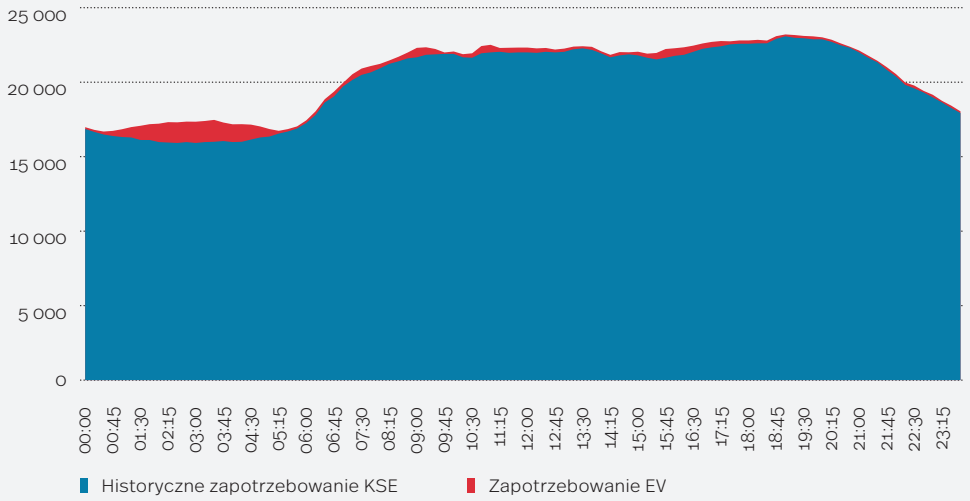
Źródło: opracowanie własne autorów na podstawie danych PSE.

↘ Wykres 8. Krzywa zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i prognozowane zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych w letni dzień wolny (przypadek z uwzględnieniem zachęt cenowych, w MW)



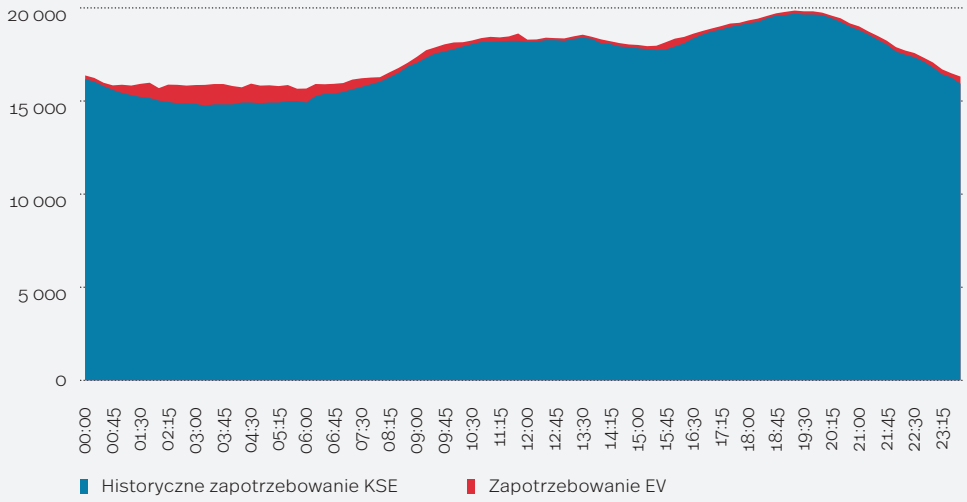
Źródło: opracowanie własne autorów na podstawie danych PSE.

↘ Wykres 9. Krzywa zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i prognozowane zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych w zimowy dzień roboczy (przypadek z uwzględnieniem zachęt cenowych, w MW)



Źródło: opracowanie własne autorów na podstawie danych PSE.

↘ Wykres 10. Krzywa zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i prognozowane zapotrzebowanie na moc do ładowania samochodów elektrycznych w zimowy dzień wolny (przypadek z uwzględnieniem zachęt cenowych, w MW)



Źródło: opracowanie własne autorów na podstawie danych PSE.

W symulacji uwzględniającej wprowadzenie zachęt cenowych obserwujemy duże zmiany zapotrzebowania na moc do ładowarek, mimo tego ogólny charakter zapotrzebowania w nowym modelu jest lepszy jakościowo. Mamy tutaj do czynienia z częściowym wypełnieniem dolin – a przez co spłaszczeniem krzywej zapotrzebowania w KSE.

Wnioski

Wyniki symulacji pozwalają zauważyć, że wprowadzenie 600 tys. samochodów elektrycznych do użytkowania w Polsce będzie miało istotny wpływ na obciążenie systemu elektroenergetycznego. Przewidujemy, że wpływ będzie mniejszy niż lokalne obciążenie sieci w okolicy miast (zwłaszcza dużych i średnich). Wyniki obliczeń dla tego przypadku zostały potwierdzone w opracowaniach (Bralewski, 2017; Szabłowski, Bralewski, 2019).

Wprowadzenie elektromobilności w Polsce może zaszkodzić lub przynieść korzyści dla systemu elektroenergetycznego w zależności od zastosowanego rozwiązania. Dlatego należy podjąć działania mające wpłynąć na zachowania użytkowników aut elektrycznych, tak aby nie zwiększać zużycia energii elektrycznej w trakcie trwania szczytów zapotrzebowania na nią. Samochody elektryczne powinny być ładowane głównie w dolinach nocnych, co mogłoby wygładzić krzywą zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu doby.

Jednym z tematów nieporuszanych w tym opracowaniu jest wykorzystanie trolejbusów. Wprowadzenie elektromobilności w transporcie publicznym mogłoby być przeprowadzone relatywnie tanim kosztem przez promowanie trolejbusów, które nie wymagają stosowania drogich baterii ani budowy torów. Między miejscami,

w których nie ma odpowiedniej infrastruktury (trakcji) można zastosować trolejbusy z niedużymi (a przez co relatywnie tanimi) akumulatorami.

Elastyczność rozproszonych źródeł energii w kontekście integracji z OZE

Bardzo intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii powoduje wytwarzanie energii elektrycznej w nieregularny i nieprzewidywalny sposób, dlatego magazynowanie energii odgrywa coraz ważniejszą rolę w obecnym systemie energetycznym.

Istnieją dwie metody radzenia sobie z tą sytuacją. Pierwszą z nich jest wykorzystanie magazynów energii na szeroką skalę, natomiast drugą metodą jest jednoczesne wykorzystanie źródeł energii o dużej elastyczności (możliwość szybkiego rozruchu i zmiany obciążenia). Istnieje zależność między wielkością źródła energii a jego elastycznością. Źródła mniejsze (często rozproszone) odznaczają się większą elastycznością, w przypadku dużych źródeł energii większa elastyczność może być osiągana dla turbin gazowych niż układów parowych.

Wśród nieodnawialnych źródeł energetyki rozproszonej mogących niwelować (dzięki swojej elastyczności) niestabilność pracy odnawialnych źródeł energii wyróżnia się silniki tłokowe, mikroturbiny gazowe, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe i układy ORC. Dokładny opis nieodnawialnych źródeł rozproszonych można znaleźć w aneksie 2 do niniejszego opracowania. W aneksie tym przedstawiono opis oraz graficzne ilustracje wybranych charakterystyk nieodnawialnych źródeł mogących pracować w systemie energetyki rozproszonej. Charakterystyki te mają wpływ na elastyczność pracy omawianych źródeł.

Sektor *coupling*

Pojęcie sektor *coupling* odnosi się do pomysłu powstałego w Niemczech i polegającego na zintegrowaniu sektora konsumentów energii (ogrzewanie i chłodzenie budynków, transportu i przemysłu) z jej producentami, aby łatwiej i bardziej efektywnie pokrywać potrzeby konsumentów przy lepszym wykorzystaniu zasobów producentów.

Powyższy opis wydaje się mieć wiele wspólnego z technologią *smart grid* i jest niejako połączeniem wielu znanych już wcześniej podejść do inteligentnych systemów energetycznych.

Sektor *coupling* może przyczynić się do opłacalnej dekarbonizacji systemu energetycznego dzięki wykorzystaniu potencjału wzajemnych powiązań między różnymi częściami tego systemu (Van Nuffel i in., 2018).

Można wyróżnić dwa rodzaje sektora *coupling*: *end-use* i cross-vector integration (Van Nuffel i in., 2018). Pierwszy z nich odnosi się do elektryfikacji zapotrzebowania na energię przy jednoczesnym wzmocnieniu interakcji między dostawcami energii elektrycznej a jej odbiorcami końcowymi. Drugi rodzaj polega na zintegrowaniu wykorzystania różnych technologii energetycznych i nośników energii, w szczególności energii elektrycznej, ciepła i gazu, po stronie podaży, np. przez konwersję (nadwyżki) energii elektrycznej na wodór lub po stronie popytu, np. przez wykorzystanie ciepła odpadowego powstałego w trakcie wytwarzania energii lub

procesów przemysłowych do ciepłownictwa komunalnego (Van Nuffel i in., 2018). Takie sprzężenie sektorowe może obniżyć ogólne koszty transformacji energetycznej.

Pierwsze pojęcie (*end-use*) związane z użytkownikiem końcowym cieszy się dużą popularnością w mediach zajmujących się tematyką energetyczną, jednak wydaje się, że znacznie większy potencjał ma drugie pojęcie obejmujące integrację międzysektorową (*cross-vector integration*).

Pomysł prowadzenia energochłonnego ogrzewania, transportu i przemysłu wykorzystujących energię odnawialną zamiast paliw kopalnych będzie wymagał wprowadzenia wielu nowych technologii i zasad.

Wnioski i propozycje

Polski miks energetyczny w perspektywie do 2030 r. powinien być wypadkową konkurencji cenowej między różnymi technologiami przetwarzania energii, a także wymaganiami środowiskowymi, które uwzględniają zmianę klimatu oraz ograniczeniami systemu energetycznego, który potrzebuje gruntownej modernizacji. W celu realizacji założeń Porozumienia paryskiego z 2015 r. Polska może wykorzystać zasoby finansowe powstającego funduszu z puli środków na poziomie 100 mld EUR dla inwestycji za pomocą mechanizmu sprawiedliwej transformacji dla regionów i sektorów, które będą najbardziej dotknięte transformacją w kierunku gospodarki nisko- oraz zeroemisyjnej przy zrównoważonym podejściu przy osiągnięciu tego celu. Polska jako członek UE mogłaby przygotować strategię wykorzystania tychże środków na zrównoważoną i odważną transformację energetyczną zgodną z koncepcją *smart grids*. W planowaniu strategii rozwoju można wziąć pod uwagę projekcje taniejących zmiennych OZE oraz magazynów energii, które będą stabilizowały ich prace, a także postępujący rozwój i efekty rynkowe pojawienia się w perspektywie do 2030 r. ok. 600 tys. pojazdów elektrycznych. Można też opracować odpowiednie ramy prawne dla rozwoju *smart charging* na terytorium Polski, uwzględniające zrównoważony rozwój infrastruktury eksploatacyjnej, w tym aspekcie Polska może oprzeć się na doświadczeniach z rynku chińskiego.

Ponadto warto zwrócić uwagę na narzędzia i mechanizmy rozwijane równolegle w ramach systemu elektroenergetycznego, do których należy zaliczyć m.in.: wsparcie elastyczności popytu oraz zarządzanie stroną popytową, rozbudowę i modernizację sieci z uwzględnieniem optymalnego rozmieszczenia instalacji odnawialnych źródeł energii oraz charakterystyk ich pracy. Ponadto przy bilansowaniu zmiennych OZE należy wziąć pod uwagę potrzebę wzrostu elastyczności elektrowni konwencjonalnych, możliwego do osiągnięcia przez układy kogeneracyjne, zaadaptowane w drodze modernizacji do pełnienia roli elastycznych elektrociepłowni. W perspektywie do 2030 r. takie rozwiązania stanowiłyby od 4 GW do 8 GW nowych, zainstalowanych mocy wytwórczych. Przy wzroście elastyczności elektrowni konwencjonalnych należy skoncentrować się na obniżeniu minimum technologicznego bloków, rozszerzeniu możliwości szybkiego zwiększania obciążenia oraz skracania czasu niezbędnego do rozruchu bloków węglowych, należy korzystać z doświadczeń duńskich w tym zakresie, analizując konstruktywnie każdy projektowany etap.

Obecnie możliwy jest dalszy rozwój regionalnej współpracy w ramach m.in.: Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP), Regional Security Coordination Initiatives (RSCI), a także Transmission System Operator Security Cooperation (TSC) z punktu widzenia bilansowania zmiennych OZE oraz podniesienia bezpieczeństwa energetycznego i niezawodności sieci.

Zrównoważony rozwój OZE wsparty koniecznością magazynowania i stabilizacji zmienności wytwarzanej energii przyniesie wymierne korzyści, do których należy zaliczyć ograniczenie emisji związków toksycznych przy spalaniu paliw kopalnych oraz występowanie smogu od późnej jesieni do wiosny na terenie Polski, poprawę jakości powietrza i tym samym zdrowia ludzi. Jednak najważniejszym aspektem wydaje się samoświadomość społeczna, dlatego tak ważne jest informowanie i edukacja społeczeństwa o konieczności prowadzonych zmian w celu osiągnięcia konsensusu społecznego.

Koszt wytworzenia energii LCOE (*levelized cost of electricity*) dla OZE już teraz jest niższy niż dla energii wytwarzanej z gazu ziemnego. Według IRENA dla wiatru *on-shore* LCOE wynosi od 56 do 65 USD/MWh, dla paneli PV koszt ten wynosi od 85 do 98 USD/MWh, a dla gazu ziemnego od 60 do 130 USD/MWh (IRENA, 2011). Znacznie gorzej w tym zestawieniu wypada węgiel, dla którego koszt LCOE jest ponad dwukrotnie wyższy niż dla OZE. Biorąc powyższe pod uwagę należy stwierdzić, że w najbliższej przyszłości krokiem przejścia do gospodarki niskoemisyjnej będą źródła wytwarzania oparte na gazie, które mają zastępować węgiel. Natomiast w długiej perspektywie udział OZE w miksie energetycznym będzie sukcesywnie wzrastał na skutek dalszego spadku ich kosztów oraz rozwoju konkurencyjnych kosztowo technologii magazynowania energii.

Potrzebne jest dalsze wsparcie rozwijanego przez PSE sterowania stroną popytową (DSR) oraz sukcesywne przygotowywanie społeczeństwa do wdrażania mechanizmów sterowania bodźcami cenowymi przez stosowanie w kolejnych etapach wdrażania *smart grid* pilotażowych programów z taryfami dynamicznymi (z kilkukrotną różnicą w cenie za zakup 1 kWh).

Transformacja energetyczna, która zachodzi na świecie, w tym również w Polsce, zmienia dotychczasowe myślenie o energetyce. Ważnym elementem zapewniającym optymalne działanie technologii produkcji energii jest możliwość jej magazynowania.

Bardzo intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii powoduje wytwarzanie energii elektrycznej w nieregularny i nieprzewidywalny sposób, zwiększając ryzyko destabilizacji pracy całego systemu.

Istnieją dwie metody radzenia sobie z tą sytuacją. Pierwszą z nich jest wykorzystanie magazynów energii na szeroką skalę, natomiast drugą jest jednoczesne wykorzystanie źródeł energii o dużej elastyczności (możliwość szybkiego rozruchu i zmiany obciążenia).

Spośród sześciu przeanalizowanych w niniejszym raporcie technologii magazynowania wskazujemy, że największy potencjał w polskich warunkach mogą mieć omawiane elektrownie szczytowo-pompowe, ogniwa elektrochemiczne, w szczególności ogniwa litowo-jonowe oraz zasobniki ciepła TES.

W przypadku elektrowni szczytowo-pompowych należy zwrócić uwagę na możliwość rozwoju alternatywnego, podwodnego PHS w Morzu Bałtyckim (tzw. StEnSea, *Storing Energy at Sea*) w północnej części Polski, który może wspierać rozwój farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim. Technologia podwodnych elektrowni szczytowo pompowych (StEnSea) znacznie zwiększa liczbę potencjalnych lokalizacji elektrowni szczytowo-pompowych w Polsce. W technologii tej dolny zbiornik umieszczony jest na dnie górnego zbiornika (Puchta i in., 2017). Elektrownie szczytowo-pompowe w Polsce mogą być również budowane na miejscu wyeksploatowanych odkrywek górniczych (Lu i in., 2018), np. Bełchatów. Podczas wyboru lokalizacji do budowy elektrowni tego typu bardzo istotnym parametrem jest różnica poziomów położenia dolnego i górnego zbiornika. Parametr ten jest wprost proporcjonalny do ilości zmagazynowanej energii w przeliczeniu na jednostkę objętości przepompowywanej wody (przy większej różnicy poziomów można zmagazynować więcej energii dla tej samej ilości wody). Dla podwodnych magazynów szczytowo-pompowych (StEnSea) różnica poziomów zależy od głębokości górnego zbiornika.

Perspektywiczną techniką może być także rozwój magazynów sprężonego powietrza CAES w kawernach solnych, jaskiniach solnych, kopalniach głębinowych na terenach północno-zachodniej część Polski (Milewski, Badyda, Szabłowski, 2016). Technologia CAES może być wykorzystana wszędzie tam, gdzie są zlokalizowane pokłady solne. W przypadku Polski tereny takie znajdują się w północno-zachodniej części kraju. Obecnie istniejące w Polsce (i nowo

pozyskiwane) kawerny solne są wykorzystywane do magazynowania gazu ziemnego z uwagi na większą opłacalność takiego ich wykorzystania. W związku z postępującym globalnym ociepleniem może okazać się, że wykorzystanie gazu ziemnego (i innych paliw kopalnych) ulegnie zmniejszeniu. W takiej sytuacji obecnie dostępne kawerny solne będzie można wykorzystywać do magazynowania odnawialnej energii elektrycznej przy pomocy sprężonego powietrza.

Kolejną i jedną z najbardziej perspektywicznych technologii magazynowania energii są ogniwa elektrochemiczne. Oczekuje się znaczącego spadku ceny ogniw Li-Ion w perspektywie do 2050 r. poniżej 75 USD/kWh (Bloomberg, 2019) (obecnie ich cena kształtuje się na poziomie 176 USD/kWh) na skutek zastąpienia kosztownego kobaltu (w 2018 r. średnia cena kobaltu wyniosła ponad 70 tys. USD/t) (InfoMine, 2016) aluminium oraz niklem. Należy podkreślić, że koszt kobaltu w ogniwach litowo-kobaltowych może stanowić do 60 proc. kosztów całego ogniwa.

W najbliższej perspektywie może nastąpić istotna rewolucja na rynku ogniw elektrochemicznych na skutek rozwoju hybrydowych magazynów energii opartych na układach akumulator-superkondensator. W takim układzie możliwe i oczekiwane jest ponad dwukrotne wydłużenie żywotności ogniw Li-Ion przez zastosowanie superkondensatorów (Piórkowski i in., 2018; Chmielewski, 2019) stabilizujących obciążenie Li-Ion. Stwierdzenie to oparto na tendencjach rynkowych na podstawie fuzji Tesli Z Maxwell Technologies (Tesla, 2019b) w 2019 r. Wydłużenie żywotności ogniw Li-Ion oraz spadek ceny po 2030 r. przyczynią się (Tsiropoulos, Tarvydas, Lebedeva, 2018; Schmidt i in., 2019) do rozpowszechnienia pojazdów elektrycznych jako pierwszego wyboru wśród osób fizycznych oraz przedsiębiorców (bez konieczności późniejszego wsparcia państwa). Kluczowe jest wyeliminowanie do tego czasu dwóch barier związanych z rozwojem infrastruktury eksploatacyjnej dla pojazdów elektrycznych. Pierwszym wyborem dla stacji szybkiego ładowania powinny być stacje paliwowe na obszarach międzymiastowych oraz zrównoważony rozwój stacji szybkiego ładowania na obszarach przykościelnych, centrach handlowych, sklepach wielkopowierzchniowych, a także instytucjach kulturalnych i użyteczności publicznej, zarówno w małych miejscowościach, jak również dużych aglomeracjach miejskich (Csiszár i in., 2019; Jochem, Szimba, Reuter-Oppermann, 2019). Drugim wnioskiem dotyczącym rozwoju elektromobilności na obszarach pozamiejskich powinno być zawarcie i przewidywanie lokalizacji stacji ładowania w planach przestrzennego zagospodarowania w nowo powstającym budownictwie wielorodzinnym. Pozwoli to na zrównoważony rozwój szlaku elektromobilności na terenie całej Polski. Podobne rozwiązania funkcjonują już w budownictwie chińskim (Bian i in., 2019). Przyjęcie strategii rozwoju punktów szybkiej wymiany zużytych ogniw (gospodarka o obiegu zamkniętym) oraz procesu legislacyjnego przesuwania zużytych ogniw z transportu do zastosowań stacjonarnego magazynowania energii (usługi wsparcia sieci).

W przypadku magazynowania energii przy użyciu wodoru (w przeciwieństwie do technologii wymienionych powyżej) nie ma ograniczeń związanych z lokalizacją. Magazynowanie wodoru (H_2) jest szczególnie zalecane do wykorzystania m.in. w transporcie, usługach wsparcia sieci elektroenergetycznej, uelastycznieniu działania sieci elektroenergetycznej, a także w celach integracji sieci elektroenergetycznej z siecią gazową (tzw. *Sector Coupling*). Magazynowanie wodoru wykorzystywanego w przemyśle ma wysoki potencjał rozwoju, szczególnie w Polsce, która jest piątym na świecie producentem tego gazu. Magazynowanie wodoru jest

szczególnie rekomendowane do magazynowania średnioterminowego oraz długoterminowego (sezonowego).

Zatłaczanie wodoru do sieci gazowej wymaga odpowiednich regulacji prawnych. Dotyczy to przede wszystkim metod badania jakości wodoru przed wtłoczeniem do gazowych rurociągów przesyłowych bądź też dystrybucyjnych.

Kolejną perspektywiczną technologią magazynowania energii są instalacje wykorzystujące zasobniki ciepła (TES). Zasobniki są szczególnie rekomendowane do wykorzystania przy magazynowaniu ciepła nieopodal elektrociepłowni konwencjonalnych. Zasobniki TES umożliwiają produkcję energii elektrycznej przy niższym zapotrzebowaniu na ciepło, w skojarzeniu z ciepłowniami słonecznymi są wykorzystywane do magazynowania krótkoterminowego (dobowego) oraz średnio- i długoterminowego (sezonowego). Główne zastosowania magazynów chłodu to m.in. budynki użyteczności publicznej, biurowce, hotele, centra handlowe, magazyny towarów wymagających przechowywania w niskiej temperaturze (np. banki krwi), przystosowane rozproszone prosumenckie spółdzielnie energetyczne wykorzystujące w pełni potencjał mikroinstalacji OZE. Magazyny ciepła również nie są w żaden sposób ograniczone lokalizacją, posiadają wysoki potencjał rozwoju w Polsce jako rozproszone, lokalne magazyny ciepła.

Także materiały zmiennofazowe (PCM) mają wysoki potencjał rozwoju w Polsce. Są szczególnie zalecane do:

- → wykorzystania w budownictwie podczas dobowego magazynowania energii (poprawa komfortu cieplnego),
- → kojarzenia z modułami fotowoltaicznymi i w konsekwencji do poprawy uzysku energii z ogniw fotowoltaicznych (stabilizacja temperatury – wysoka wartość temperatury ma negatywny wpływ na sprawność PV),
- → chłodzenia pakietu baterii w transporcie zeroemisyjnym – w pojazdach elektrycznych,
- → chłodzenia lub ogrzewania wnętrza pojazdów elektrycznych, poprawy komfortu cieplnego oraz do wspomagania pracy pompy ciepła,
- → poprawy bilansu cieplnego w budownictwie zeroenergetycznym.

Obecnie średnie koszty inwestycyjne dla TES wynoszą 250 USD/kW, natomiast dla PCM 2 400 USD/kW (Wang i in., 2019). W perspektywie do 2050 r. spodziewany jest spadek kosztów inwestycyjnych dla PCM o ponad 50 proc., koszty inwestycyjne TES będą na podobnym poziomie jak obecnie. Według danych IRENA magazyny ciepła stanowią około 3,3 GW mocy zainstalowanej. W perspektywie do 2025 r. (Grand View Research, 2017) spodziewany jest wzrost udziału w rynku do poziomu ponad 13 GW (z czego 10 GW – TES, reszta – PCM).

Bibliografia

Battistelli, C., Conejo, A.J. (2014), *Optimal management of the automatic generation control service in smart user grids including electric vehicles and distributed resources*, Electric Power Systems Research.

Benchmark Mineral Intelligence (2019), *BP Cites Benchmark Minerals' Lithium Price In World Energy Report*, https://www.benchmarkminerals.com/bp-cites-benchmark-minerals-lithium-price-in-world-energy-report/ [dostęp: 10.10.2019].

Bian, C. i in. (2019), *Finding the optimal location for public charging stations – A GIS-based MILP approach*, Energy Procedia.

Bloomberg (2019), *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices*, BloombergNEF, https://about.newenergyfinance.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/ [dostęp: 07.11.2019].

BMW (2018), *BMW i3 Samsung SDI 94 Ah Battery Rated For 524,000 Miles*, https://insideevs.com/news/338067/bmw-i3-samsung-sdi-94-ah-battery-rated-for-524000-miles/ [dostęp: 11.10.2019].

Bralewski, P. (2017), *Analiza wpływu rozwoju elektromobilności na zapotrzebowanie na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym*, Politechnika Warszawska, Warszawa.

Carter, L.J. (1978), *Inter Alia*, "Science".

Chmielewski, A. i in. (2014), *Badania układu mikrokogeneracyjnego z silnikiem Stirlinga oraz aspekty rozwoju Smart Grid na terenie Polski*, Materiały i Studia, KAPRINT.

Chmielewski, A. (2019), *Wykorzystanie modułu akumulator–superkondensator w urządzeniach generacji rozproszonej i napędach pojazdów*, Politechnika Warszawska, Warszawa.

Ciechanowska, M. (2014), *Polityka energetyczna Polski do 2050 roku*, Nafta-Gaz, Warszawa.

Csiszár, C. i in. (2019), *Urban public charging station locating method for electric vehicles based on land use approach*, "Journal of Transport Geography".

Dincer, I., Ezan, M.A. (2018), *Thermal energy storage methods*, (w:) Heat Storage: A Unique Solution For Energy Systems, Green Energy and Technology, Springer, Berlin.

Directive 2006/66/EC (2006), *Directive 2006/66/EC of the European Parliament and of the Council of 6 September 2006 on batteries and accumulators and waste batteries and accumulators and repealing Directive 91/157/EEC*, "Official Journal of the European Union".

European Commission, E. (2014), *Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure*, "Official Journal of the European Union", http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32014L0094 [dostęp: 11.10.2019].

European Court of auditors (2019), *EU suport for Energy storage*, Briefing Paper.

European Parliament (2009), *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009*, "Official Journal of the European Union".

European Parliament (2012), *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC*, "Official Journal of the European Union".

European Union (2018), *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*, "Official Journal of the European Union".

Eurostat (2017), *Infrastructure – electricity – annual data (nrg_113a)*, Luxembourg.

Fang, X. i in. (2012), *Smart grid – The new and improved power grid: A survey*, IEEE Communications Surveys and Tutorials.

Forum Energii (2017), *8 sposobów integracji OZE. Bezpieczeństwo systemu wobec wzrostu źródeł zmiennych*, https://www.cire.pl/pliki/1/2017/fe__8_sposobow_integracji_oze.pdf [dostęp: 30.10.2019].

Fundacja Przyjazny Kraj (2018), *Polska Energetyka 2030*, http://przyjaznykraj.pl/wp-content/uploads/2018/06/Raport_FPK_Polska_Energetyka_2030.pdf [dostęp: 06.11.2019].

García-Villalobos, J. i in. (2014), *Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches*, "Renewable and Sustainable Energy Reviews", Vol. 38.

Global Info Research (2019), *Global Molten Salt Solar Energy Thermal Storage and Concentrated Solar Power (CSP) Market 2019 by Manufacturers, Regions, Type and Application. Forecast to 2024*, https://www.researchmoz.us/global-molten-salt-solar-energy-thermal-storage-and-concentrated-solar-power-csp-market-2019-by-manufacturers-regions-type-and-application-forecast-to-2024-report.html [dostęp: 01.10.2019]..

Grand View Research (2017), *Thermal Energy Storage Market Analysis By Type (Sensible Heat Storage, Latent Heat Storage, Thermochemical Heat Storage), By Technology, By Storage Material, By Application, By End-use, And Segment Forecasts, 2018-2025*, https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/thermal-energy-storage-market [dostęp: 01.10.2019].

Horowitz, C. A. (2016), *Paris Agreement*, International Legal Materials.

InfoMine (2016), *5 Year Copper Prices and Price Charts*, http://www.infomine.com/investment/metal-prices/copper/5-year/ [dostęp: 09.10.2019].

IRENA (2011), *Technology Roadmap*, Springer Reference.

IRENA (2017), *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets [dostęp: 01.10.2019].

IRENA (2019), *Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*, International Renewable Energy Agency.

Jochem, P., Szimba, E., Reuter-Oppermann, M. (2019), *How many fast-charging stations do we need along European highways?*, "Transportation Research", Part D: Transport and Environment.

Kaldemeyer, C., Boysen, C., Tuschy, I. (2016), *Compressed Air Energy Storage in the German Energy System – Status Quo & Perspectives*, "Energy Procedia".

Karhinen, S., Huuki, H. (2019), *Private and social benefits of a pumped hydro energy storage with increasing amount of wind power*, "Energy Economics".

Kim, J.D., Rahimi, M. (2014), *Future energy loads for a large-scale adoption of electric vehicles in the city of Los Angeles: Impacts on greenhouse gas (GHG) emissions*, "Energy Policy".

Konkluzje z posiedzenia Rady Europejskiej (2019), Bruksela, https://www.consilium.europa.eu/media/41814/13-euco-art50-conclusions-pl.pdf [dostęp: 13.11.2019].

Kougias, I., Szabó, S. (2017), *Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse?*, "Energy".

Kuta, J., Szabłowski, Ł., Milewski, J. (2012), *Opracowanie strategii sterowania źródłami pracującymi w systemie energetyki rozproszonej*, Warszawa.

Kwestarz, M. (2016), *Magazynowanie ciepła – rodzaje magazynów*, „Czysta Energia".

LAB-EL (2012), *Stacja Meteo Warszawa,* http://www.meteo.waw.pl [dostęp: 10.10.2019].

Lu, B. i in. (2018), *Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage*, "Applied Energy".

Magnum Development (2019), *Magnum Compressed Air Energy Storage (CAES)* https://magnumdev.com/project-information/magnum-caes/ [dostęp: 17.11.2019].

Manwaring, M. i in. (2018), *Pumped Storage Report,* National Hydropower Association's Pumped Storage Development Council, Waszyngton.

Meng, H. i in. (2019), *Process design, operation and economic evaluation of compressed air energy storage (CAES) for wind power through modelling and simulation*, "Renewable Energy".

Milewski, J., Badyda, K., Szabłowski, Ł. (2016), *Compressed air energy storage systems*, "Journal of Power Technologies".

Nathan, A.J., Scobell, A. (2012), *How China sees America*, "Foreign Affairs".

Van Nuffel, L. i in. (2018), *Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise? Policy Department for Economic,* "Scientific and Quality of Life Policies".

Obernberger, I., Thonhofer, P., Reisenhofer, E. (2002), *Description and evaluation of the new 1,000 kWel Organic Rankine Cycle process integrated in the biomass CHP plant in Lienz, Austria*, "Euroheat & Power", Vol. 10, http://www.turboden.eu/en/public/downloads/report_on_lienz_plant.pdf [dostęp: 16.10.2019].

Piórkowski, P. i in. (2018), Research on ultracapacitors in hybrid systems: Case study, "Energies".

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2015), *Stopnie zasilania wprowadzone przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne,* https://www.pse.pl/-/informacja-osp-dotyczaca-zasad-wprowadzania-ograniczen-i-przekazywania-informacji-o-stopniach-zasilania [dostęp: 15.11.2019].

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (2016), *Strona internetowa PSE*, http://www.pse.pl/index.php?dzid=152&did=842 [dostęp: 22.11.2019].

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2017), *Strona internetowa PSE*, http://www.pse.pl/index.php?did=2870 [dostęp: 22.11.2019].

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2018), *Plan sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć*, https://www.pse.pl/dane-systemowe/praca-kse/informacje-ogolne/schemat-sieci [dostęp: 26.11.2019].

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2019a), *Raport 2018 KSE. Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2018 roku*, https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018#t1_1 [dostęp: 29.10.2019].

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2019b), *Wpływ na gospodarkę i rynek. Stabilna praca krajowego systemu elektroenergetycznego*, https://raport.pse.pl/pl/raport-2019/wplyw-na-gospodarke-i-rynek/stabilna-praca-krajowego-systemu-elektroenergetycznego/ [dostęp: 27.10.2019].

Pratt, A.A., Power, W., Company, S. (2011), *Turboden Biomass Solutions*, Brescia.

Puchta, M. i in. (2017), *Development and testing of a novel offshore pumped storage concept for storing energy at sea – Stensea*, "Journal of Energy Storage".

Reddy, K.S. i in. (2014), *A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid*, "Renewable and Sustainable Energy Reviews".

SAIL Corp (2017), *Sail Lithium Ion Batteries For Electric Vehicles*, https://www.sail-cg.com/electric-vehicles.html [dostęp: 27.10.2019]..

Schiel, W. (2007), *Dish stirling activities at schlaich bergermann und partner*.

Schmidt, O. i in. (2019), *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*, "Joule".

Scoltock, J. (2015), *Nissan Leaf*, "Automotive Engineer".

Stąporek, P., Tauzowski, M. (2017), *Współczynnik wykorzystania mocy i produktywność różnych modeli turbin wiatrowych dostępnych na polskim rynku*, DNV GL Poland, Warszawa.

Strupczewski, A. (2015), *Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce,* Narodowe Centrum Badań Jądrowych, Świerk-Otwock.

Szabłowski, Ł. (2013), *Strategia sterowania źródłami pracującymi w systemie energetyki rozproszonej,* Politechnika Warszawska, Warszawa.

Szabłowski, Ł., Bralewski, P. (2019), *Impact of development of infrastructure for charging electric vehicles on power demand in the national power system*, "Civil and Environmental Engineering Reports".

Tesla (2019a), *Model X | Tesla*, https://www.tesla.com/en_gb/modelx [dostęp: 27.11.2019].

Tesla (2019b), *Tesla Completes Acquisition of Maxwell Technologies*, https://ir.tesla.com/news-releases/news-release-details/tesla-completes-acquisition-maxwell-technologies [dostęp: 27.10.2019].

The European Environment Agency (EEA) (2018), *Trends and projections in Europe 2018. Tracking progress towards Europe's climate and energy targets*, EEA Report.

Toyota Group (2019), *2020 Prius Prime*, https://www.toyota.com/content/ebrochure/2020/priusprime_ebrochure.pdf [dostęp: 25.10.2019].

Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., Lebedeva, N. (2018), *Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications*, Publications Office of the European Union, Bruksela.

Volkswagen Group (2019), *E-golf,* Wolfsburg.

Wang, J. i in. (2017), *Overview of compressed air energy storage and technology development*, "Energies".

Wang, Z. i in. (2019), *A remote integrated energy system based on cogeneration of a concentrating solar power plant and buildings with phase change materials*, "Energy Conversion and Management".

Weidner, S. i in. (2018), *Feasibility study of large scale hydrogen power-to-gas applications and cost of the systems evolving with scaling up in Germany, Belgium and Iceland*, "International Journal of Hydrogen Energy".

Aneks 1

W niniejszym aneksie opisano symulację pracy wybranych, odnawialnych rozproszonych źródeł energii: mikroturbiny wiatrowej i ogniwa fotowoltaicznego.

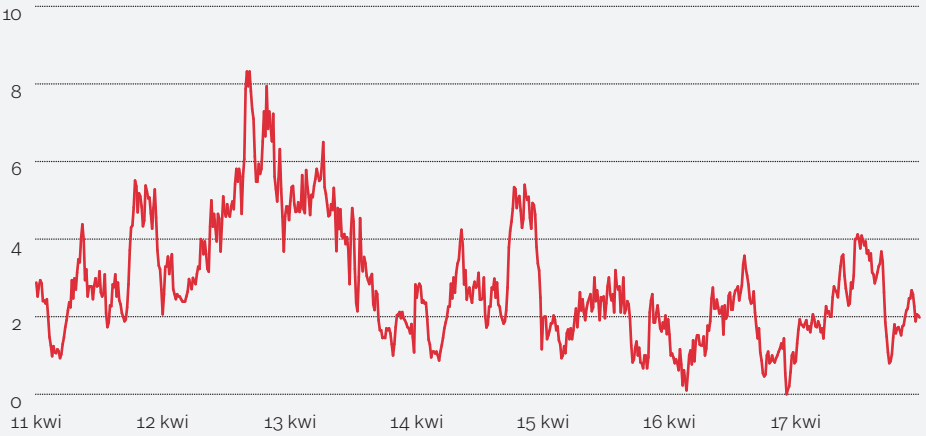
Praca elektrowni wiatrowej zależy głównie od warunków atmosferycznych tj. prędkości wiatru. W celu zasymulowania pracy wiatraka z serwisu pogodowego (LAB-EL, 2012) pobierana była prędkość wiatru w jednym punkcie Warszawy. Miejsce pomiarów miało następujące współrzędne geograficzne: 52° 10' 53"N, 20° 52' 13"E, 110 m n.p.m.

W związku z tym, że prędkość wiatru pobierana była z punktu znajdującego się stosunkowo blisko ziemi wykorzystano ją do symulacji pracy małej turbiny wiatrowej Mistral 3K o mocy znamionowej 3 kW.

Ilość energii produkowana przez turbinę wiatrowa Mistral 3K była obliczana za pomocą metody trapezów z krokiem czasowym określonym poprzez częstotliwość pobierania danych z serwisu pogodowego.

Wyniki pomiarów prędkości wiatru w okresie od 11 do 17 kwietnia 2011 r. dla opisanej wcześniej lokalizacji przedstawiono na wykresie 11.

↘ Wykres 11. **Prędkość wiatru w Warszawie w dniach 11-17 kwietnia 2011 r. (w m/s)**

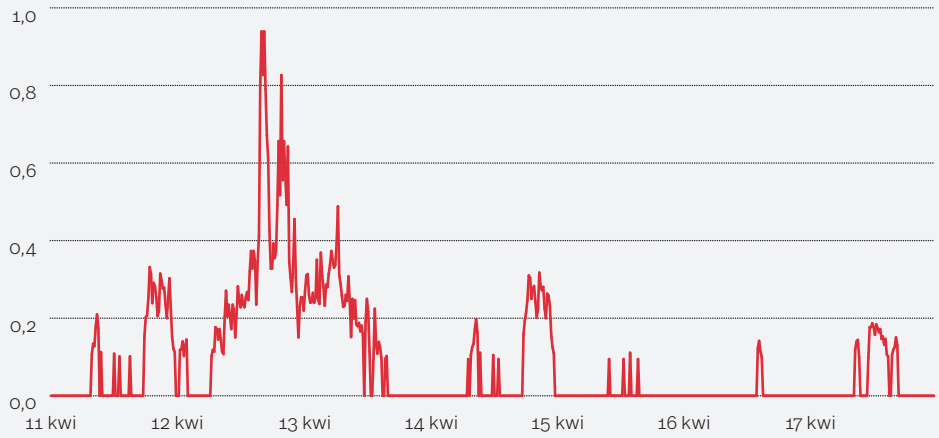


Źródło: na podstawie: LAB-EL (2012).

Moc elektryczna jaka mogłaby być produkowana w tym czasie przez turbinę wiatrową Mistral 3K pokazano na wykresie 12.

Widać na nim, że turbina wiatrowa w tym przedziale czasowym nie osiągnęłaby nawet 1/3 swojej mocy znamionowej. Przez prawie połowę czasu pracy maszyna ta w ogóle nie produkowałaby energii elektrycznej, ponieważ minimalna prędkość, przy której jest oddawana moc elektryczna dla tej turbiny wynosi 3 m/s.

↘ Wykres 12. Moc elektryczna możliwa do uzyskania dzięki zastosowaniu turbiny wiatrowej Mistral 3K w Warszawie w dniach 11-17 kwietnia 2011 r. (w kW)



Źródło: Szabłowski (2013).

Całkowita ilość energii elektrycznej wyprodukowanej przez turbinę wiatrową Mistral 3K dla przedziału czasowego 11-17 kwietnia 2011 r. wynosiłaby zaledwie 14,57 kWh, podczas gdy w dniu 12 kwietnia ilość tej energii mogłaby wynieść 6,35 kWh. Stanowiłoby to prawie połowę energii z całego analizowanego tygodnia.

Jak widać na przedstawionym wyżej przykładzie produkcja energii elektrycznej przy pomocy turbiny wiatrowej na tej szerokości geograficznej, przy tak niewielkiej wysokości nad ziemią jest niezwykle mało stabilna.

Elektrownia słoneczna również charakteryzuje się niską stabilnością pracy, jednak jest ona nieco bardziej przewidywalna niż elektrownia wiatrowa.

Praca elektrowni słonecznej powinna odbywać się nieprzerwanie, z możliwie najwyższą mocą. Jest ona zależna w głównej mierze od warunków atmosferycznych.

W niniejszym opracowaniu opisaliśmy strategię pracy ogniwa fotowoltaicznego na przykładzie panelu fotowoltaicznego HIP-215NKHE1 firmy SANYO. Potrzebne do obliczeń dane archiwalne zaczerpnęliśmy z (LAB-EL, 2012), gdzie zmierzono (m.in.) moc promieniowania słonecznego przy pomocy czujnika LB-900 w miejscu (Warszawa) o następujących współrzędnych geograficznych: 52° 10' 53"N, 20° 52' 13"E, 110 m n.p.m.

Ilość energii elektrycznej otrzymana z fotoogniwa była obliczana za pomocą metody trapezów z krokiem czasowym określonym przez częstotliwość pobierania danych z serwisu pogodowego (LAB-EL, 2012).

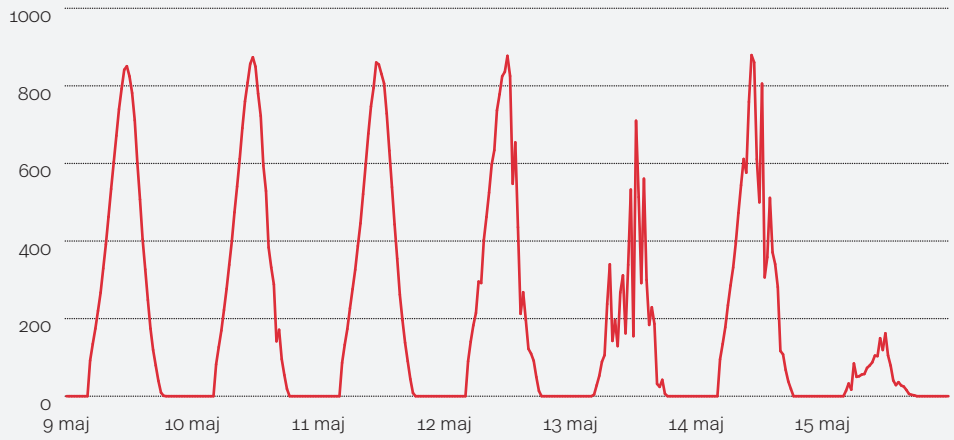
Wyniki pomiarów promieniowania słonecznego w Warszawie w dniach 9-15 maja 2011 r. przedstawiono na wykresie 13.

Przebieg zmian mocy elektrycznej jaką można uzyskać dzięki zastosowaniu ogniwa fotowoltaicznego HIP-215NKHE1 firmy SANYO pokazano na wykresie 14, co w przeliczeniu na energię elektryczną wynosi około 7,063 kWh.

Podsumowując, z przedstawionych w niniejszym rozdziale charakterystyk zmiennych OZE wynika, iż niezbędna jest stabilizacja pracy źródeł energii przez zastosowanie bilansowania

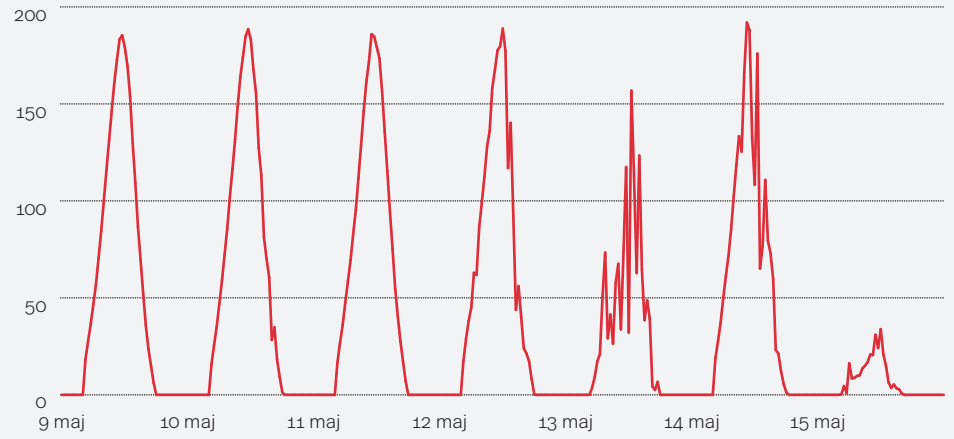
przez modernizację sieci elektroenergetycznej, wzrost elastyczności elektrowni klasycznych, magazynowanie energii, wykorzystanie potencjału elektromobilności, rozpowszechnienie źródeł generacji rozproszonej, a także wykorzystanie potencjału rozwoju *Sector Coupling*. Sposoby bilansowania OZE zaprezentowaliśmy zostały w kolejnej części niniejszego opracowania.

↘ Wykres 13. **Moc promieniowania słonecznego w Warszawie w dniach 9-15 maja 2011 r. (w W/m²)**



Źródło: na podstawie: LAB-EL (2012).

↘ Wykres 14. **Moc elektryczna możliwa do uzyskania dzięki zastosowaniu ogniwa fotowoltaicznego HIP-215NKHE1 firmy SANYO w dniach 9-15 maja 2011 r. w Warszawie (w W)**



Źródło: Szabłowski (2013).

Aneks 2

W tym miejscu opisano wybrane charakterystyki nieodnawialnych, rozproszonych źródeł energii. Źródła te mogą posłużyć do częściowego bilansowania niestabilności powodowanej przez zwiększenie udziału energetyki odnawialnej w KSE.

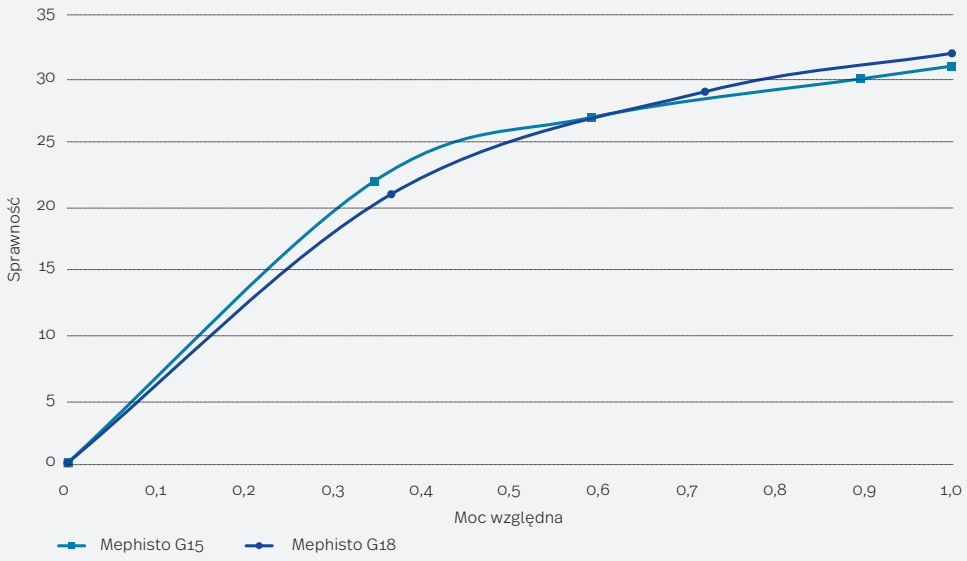
Silnik tłokowy

Na charakterystykę tłokowego silnika spalinowego składają się: sprawność w funkcji obciążenia; sprawność w funkcji prędkości obrotowej; moc w funkcji prędkości obrotowej; moment obrotowy w funkcji prędkości obrotowej i inne.

W związku z tym, że silniki energetyczne są eksploatowane przy stałej prędkości obrotowej (n=const) z punktu widzenia niniejszej publikacji przydatna okazuje się jedynie charakterystyka określająca sprawność w funkcji obciążenia.

Przykładowe charakterystyki sprawnościowe (sprawność w funkcji obciążenia) dwóch silników tłokowych zasilanych gazem ziemnym pokazano na wykresie 15. Silniki tłokowe o różnej wielkości i typie będą miały różne sprawności znamionowe.

↘ Wykres 15. **Charakterystyki sprawnościowe zasilanych gazem ziemnym silników tłokowych Mephisto G15 (14 kWe) i G18 (18 kWe) w układzie kogeneracyjnym (w proc.)**



Źródło: Szabłowski (2013).

Mikroturbiny gazowe

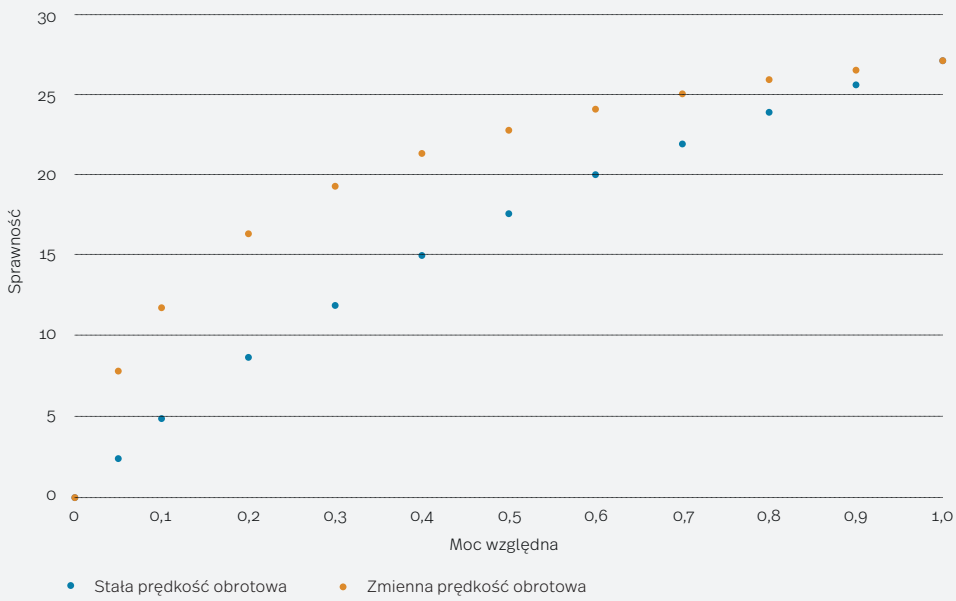
Podobnie jak w przypadku silnika tłokowego mikroturbina gazowa charakteryzuje się bardzo dużą elastycznością, dlatego może być stosowana do bilansowania nieregularnej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Sprawność turbiny gazowej najbardziej zależy od stosunku temperatury za komorą spalania do temperatury otoczenia, czyli tak naprawdę od pierwszej z nich, gdyż na drugą nie mamy wpływu. Im wyższa temperatura za komorą spalania tym wyższe sprawności można osiągnąć a jedyna granica w tym przypadku wytyczona została ze względu na żarowytrzymałość i żarotrwałość materiałów, z których wykonane są pierwsze stopnie turbiny.

Kolejnym parametrem mającym wpływ na sprawność turbiny gazowej jest jej sprężarka, czyli stosunek ciśnień za i przed sprężarką. Dla określonej temperatury za komorą spalania istnieje pewien sprężarka optymalny, który jest tym większy im większa jest ta temperatura. Charakterystyczną rzeczą jest to, że dla turbin z wymiennikiem regeneracyjnym sprężarka optymalny jest niższy niż dla turbin w układzie prostym.

Przykładowe charakterystyki sprawnościowe dla mikroturbiny z regeneracją pokazano na wykresie 16.

↘ **Wykres 16. Zależność sprawności od obciążenia dla mikroturbiny gazowej z regeneracją (w proc.)**



Źródło: Szabłowski (2013).

Silniki Stirlinga

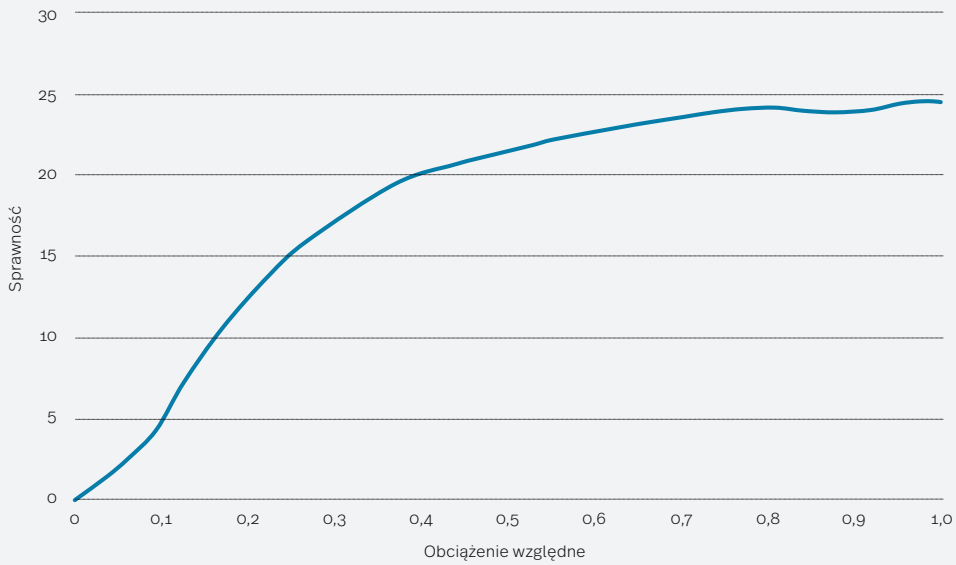
Obieg silnika Stirlinga jest zbliżony do obiegu Carnota, a jego sprawność, podobnie jak sprawność wszystkich silników cieplnych, zależy w głównej mierze od stosunku temperatur górnego i dolnego źródła ciepła.

Rzeczywiste osiągi silnika Stirlinga ograniczone są procesami wymiany ciepła, ponieważ jest to silnik o spalaniu zewnętrznym. Wymaga to stosowania dużych powierzchni wymiany ciepła.

W związku z powyższym silnik odznacza się nieco mniejszą elastycznością niż silniki tłokowe i mikroturbiny gazowe.

Przykładowa charakterystyka sprawnościowa silnika Stirlinga pokazana została na wykresie 17.

↘ Wykres 17. Charakterystyka sprawnościowa silnika Stirlinga firmy SOLO (w proc.)



Źródło: odtworzone na podstawie: Schiel (2007).

Ogniwa paliwowe

Obecnie rozwijanych jest wiele typów ogniw paliwowych, które różnią się między sobą pod wieloma względami, od temperatury pracy do tolerancji na zawartość zanieczyszczeń w paliwie i utleniaczu. Najbardziej popularnym typem jest ogniwo, w którym elektrolit stanowi polimerowa membrana (*Polimer Exchange Membrane Fuel Cell*, PEMFC). Jest to jednak także najdroższe z ogniw w związku z wymaganym platynowym katalizatorem.

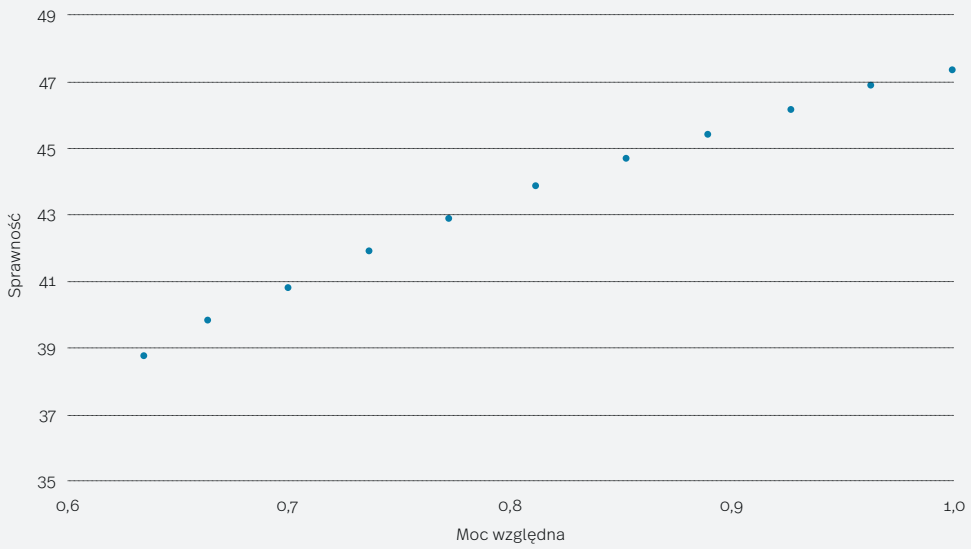
W opracowaniu tym zdecydowano się wykorzystać wysokotemperaturowe, stałotlenkowe ogniwo paliwowe (*Solid Oxide Fuel* Cell, SOFC). Głównym argumentem przemawiającym za takim właśnie rozwiązaniem jest możliwość zasilania ogniwa przy pomocy gazu ziemnego.

Pojedyncze ogniwo paliwowe osiąga zbyt niskie napięcia (poniżej 1 V) aby można było je stosować samodzielnie, dlatego też ogniwa łączone są szeregowo tworząc tzw. stosy (*stack*). Paliwo i utleniacz są jednak doprowadzane do każdego z ogniw równolegle co powoduje, iż każde z nich pracuje w takich samych warunkach generując jednakowe napięcia (które w stosie są sumowane do napięcia roboczego).

Ogniwa paliwowe również nie są tak elastyczne jak silniki tłokowe i mikroturbiny gazowe.

Przykładowa charakterystyka sprawnościowa dla 250 kW ogniwa SOFC pokazana została na wykresie 18.

↘ Wykres 18. **Charakterystyka sprawnościowa 250 kW stosu ogniw SOFC (w proc.)**



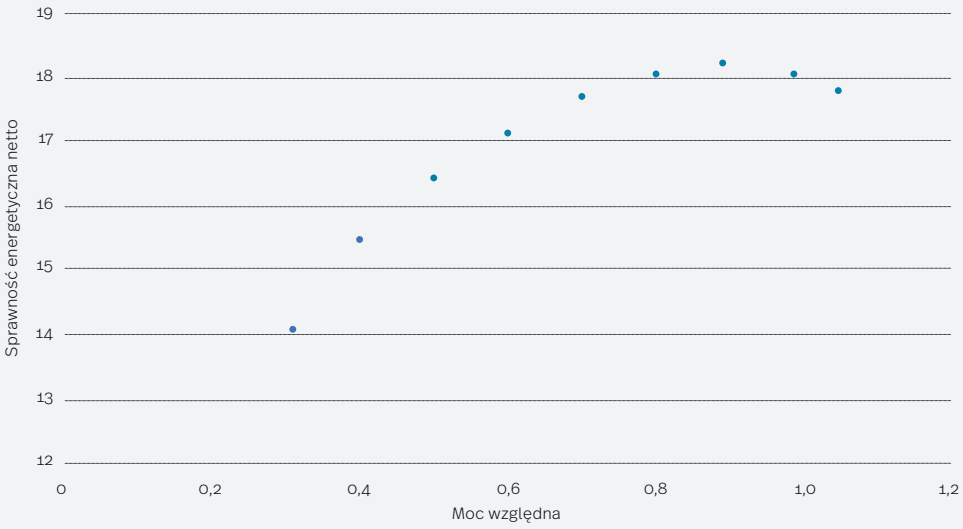
Źródło: Szabłowski (2013).

Układy ORC

Zasada działania organicznego obiegu Rankine'a jest taka sama jak zwykłego obiegu Rankine'a. Teoretycznie jedyna różnica wynika z zastosowania innego czynnika roboczego. Podobnie jak dla klasycznego obiegu parowego, sprawność organicznego obiegu Rankine'a zależy od temperatury pary świeżej, która tak naprawdę jest zależna od właściwości czynnika roboczego (zależy od rodzaju użytego węglowodoru). Sprawność układu ORC zależna jest również od ciśnienia pary świeżej oraz od temperatury dolnego źródła ciepła, czyli temperatury czynnika zasilającego kondensator.

Na wykresie 19 przedstawiono charakterystykę sprawnościową (w funkcji obciążenia) zasilanego biomasą układu ORC o mocy 1000 kWe w Lienz w Austrii. Z wykresu tego wynika, iż minimum techniczne tego urządzenia to 30 proc. obciążenia, co jest wartością znacznie mniejszą niż dla konwencjonalnych układów parowych.

↘ Wykres 19. Sprawność układu ORC w zależności od obciążenia (w proc.)



Źródło: na podstawie: Obernberger, Thonhofer, Reisenhofer (2002).

Minimum techniczne układów ORC może być jeszcze niższe – wg (Pratt, Power i Company, 2011) urządzenia te mogą stabilnie pracować nawet przy 10 proc. obciążenia nominalnego. Układ z Lienz może być przeciążany, w wyniku czego jego obciążenie może wynieść aż 105 proc., niestety skutkuje to nieznacznym spadkiem sprawności. Jak widać z wykresu 19 charakterystyka sprawnościowa tego układu jest w miarę płaska.

Układy ORC charakteryzują się najmniejszą elastycznością (możliwością szybkiej zmiany obciążenia) ze wszystkich wymienionych w niniejszym opracowaniu źródeł rozproszonych.

Polski Instytut Ekonomiczny

Polski Instytut Ekonomiczny to publiczny *think tank* gospodarczy, którego historia sięga 1928 roku. Obszary badawcze Polskiego Instytutu Ekonomicznego to przede wszystkim handel zagraniczny, makroekonomia, energetyka i gospodarka cyfrowa oraz analizy strategiczne dotyczące kluczowych obszarów życia społecznego i publicznego Polski. Instytut zajmuje się dostarczaniem analiz i ekspertyz do realizacji Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, a także popularyzacją polskich badań naukowych z zakresu nauk ekonomicznych i społecznych w kraju oraz za granicą.

Polski
Instytut
Ekonomiczny